

TRABAJO FIN DE GRADO

Grado en ingeniería eléctrica

OPERACIÓN Y CONTROL DE SISTEMAS DE TRANSMISIÓN MULTITERMINAL PARA PARQUES EÓLICOS MARINOS



Memoria y Anexos

Autor:	Sergio Gutiérrez Salazar
Director:	Eduardo Prieto Araujo
Co-Director:	Oriol Gomis Bellmunt
Convocatoria:	Septiembre 2017

Resumen

El proyecto describe el análisis, la modelización, el control y la simulación de un sistema de transmisión multiterminal de alta tensión en corriente continua HVDC (*High Voltage Direct Current*) que conecta varios parques eólicos marinos, también llamados *offshore*, con la red terrestre principal.

De la misma manera se lleva a cabo la modelización y el control de una turbina eólica que utiliza una máquina de imanes permanentes PMSG (*Permanent Magnets Synchronous Generator*). El generador conectado a una configuración *Back to back* de convertidores VSC (*Voltage Source Converter*) y este a varios transformadores para elevar el voltaje servirá para poder utilizar un modelo agregado de varios aerogeneradores simulando así un parque eólico marino. Finalmente este modelo agregado se conecta a un enlace punto a punto de dos convertidores VSC que está conectado con la red, transmitiendo así la potencia generada por los aerogeneradores.

Glosario

Símbolos

A	Área de barrido de las palas de la turbina
c_{1-9}	Coefficientes constructivos de la turbina
C_{DC}	Capacitancia del condensador del enlace HVDC
C_{DCbtb}	Capacitancia del condensador del bus de continua del BTB
C_p	Coefficiente de potencia
C_y	Capacitancia del cable de alta tensión
C_{wf}	Capacitancia de los condensadores del parque eólico
d	Longitud del cable de alta tensión
E_{btb}	Tensión continua del convertidor BTB
E_{DC}	Tensión continua del enlace HVDC
f	Frecuencia de la red
$G_c(s)$	Función de transferencia del controlador
I_{btbc}	Corriente continua que pasa por el condensador del convertidor BTB
I_{btbl}	Corriente continua del convertidor BTB red
I_{btbm}	Corriente continua del convertidor BTB generador
I_{DC}	Corriente continua
I_{DCI}	Corriente continua del convertidor GSVSC
i_b	Corriente alterna en el transformador del convertidor BTB red
i_l	Corriente alterna en la conexión al GSVSC
i_m	Corriente alterna que proviene del parque eólico

i_s	Corriente del estator
i_x	Corriente alterna en la conexión al WfVSC
i_z	Corriente de la red alterna terrestre
J_{red}	Inercias reducidas a la velocidad del rotor
K_{droop}	Es la constante del controlador <i>droop</i>
$K_f(s)$	Controlador PI del PLL
K_i	Constante integral del controlador
K_p	Constante proporcional del controlador
l_l	Inductancia de acoplamiento del GSVSC
l_s	Inductancia equivalente del estator
l_{wf}	Inductancia de acoplamiento del WfVSC
l_z	Inductancia del cable de alta tensión
p	Pares de polos
$P_c(s)$	Potencia del condensador del enlace HVDC
P_{DCI}	Potencia que recibe el convertidor GSVSC
P_{DCm}	Potencia que transmite el enlace HVDC antes del condensador
P_t	Potencia de la turbina
P_v	Potencia del viento
R	Radio de las palas de la turbina
r_l	Resistencia de acoplamiento del GSVSC
r_s	Resistencia equivalente del estator
r_{wf}	Resistencia de acoplamiento del WfVSC

r_z	Resistencia del cable de alta tensión
$G(s)$	Función de transferencia de la planta
U	Valor eficaz de la tensión de línea de la red alterna terrestre
t	Tiempo transcurrido
v_b	Tensión alterna en el BTB red
v_c	Tensión en los condensadores del parque eólico
V_{cond}	Tensión de línea deseada en los condensadores del parque eólico
v_l	Tensión aplicada al convertidor GSVSC
V_{peak}	Valor pico de la tensión de la red alterna terrestre
v_s	Tensión del estator
v_{tr}	Tensión alterna en el transformador del BTB red
v_{wind}	Velocidad del viento
v_x	Tensión aplicada al convertidor WFSVC
v_z	Tensión de la red alterna terrestre

Símbolos griegos

λ_m	Flujo concatenado de la máquina
φ_0	Fase inicial del ángulo eléctrico de la red alterna terrestre
ρ	Densidad del aire
τ	Constante de tiempo del controlador
ϑ	Ángulo de pitch
ω_e	Velocidad angular de la red alterna terrestre

ω_n	Velocidad angular eléctrica
ω_t	Velocidad angular del rotor
ξ	Relación de amortiguamiento
ξ_E	Relación de amortiguamiento del lazo de tensión

Subíndices

<i>abc</i>	Referente a la magnitud trifásica sinusoidal
<i>btb</i>	Referente al convertidor <i>back to back</i>
<i>ext</i>	Referente al lazo externo
<i>gs</i>	Referente a la banda de la red alterna terrestre (<i>gridside</i>)
<i>int</i>	Referente al lazo interno
<i>PLL</i>	Referente al PLL
<i>qd</i>	Referente a las componentes qd de la transformada de Park
<i>VSC</i>	Referente al convertidor VSC
<i>wf</i>	Referente a la banda del parque eólico (<i>wind farm</i>)

Acrónimos

BTB	Back to Back
AC	Altern Current
CSC	Current Source Converter
DC	Direct Current
GSVSC	Grid Side Voltage Source Controller

HVDC	High Voltage Direct Current
IGBT	Insulated Gate Bipolar Transistor
IMC	Internal Model Control
LCC	Line Commutated Converter
MPPT	Maximum Power Point Tracking
PI	Controlador con parte proporcional e integral
PID	Controlador con parte proporcional, integral y derivativa
PLL	Phased Locked Loop
PSMG	Permanent Magnet Synchronous Generator
VSC	Voltage Source Converter
WVSC	Wind Farm Voltage Source Controller
WPP	Wind Power Plant
WT	Wind Turbine

Índice

RESUMEN	I
GLOSARIO	II
1. PREFACIO	9
2. INTRODUCCIÓN	10
3. ELEMENTOS DEL SISTEMA	11
3.1. Introducción	11
3.2. La red principal terrestre	11
3.3. Los convertidores.....	11
3.3.1. El convertidor GSVSC.....	13
3.3.2. El convertidor WFSVC.....	13
3.3.3. Convertidor <i>Back to Back</i>	13
3.4. Parque eólico	14
4. MODELIZACIÓN DEL SISTEMA	16
4.1. Introducción	16
4.2. Modelo de red alterna terrestre.....	16
4.3. Modelo del convertidor GSVSC y de su control	17
4.4. Modelo del cable submarino	25
4.5. Modelo del convertidor WFSVC y de su control	26
4.6. Modelo de los transformadores.....	30
4.7. Modelo del convertidor <i>back to back</i>	30
4.7.1. Diseño del control del VSC BTB de la red.....	30
4.7.2. Diseño del control del VSC BTB del aerogenerador.....	33
4.8. Modelo del aerogenerador.....	36
4.8.1. Modelo de la turbina.....	37
4.8.2. Modelo de la transmisión.....	38
4.8.3. Modelo de la máquina de imanes permanentes.....	39
4.9. Modelo agregado de varios aerogeneradores (parque eólico)	40
4.10. Control <i>droop</i>	41
5. SIMULACIÓN Y RESULTADOS	42
5.1. Introducción	42
5.2. Resultados para un <i>step</i>	42

5.3. Resultados para un perfil de viento	57
5.4. Resultados para la desconexión de un parque	63
5.5. Resultados para diferentes constantes del controlador <i>droop</i>	65
6. ANÁLISIS DEL IMPACTO AMBIENTAL	69
6.1. Instalación	69
6.2. Funcionamiento	69
CONCLUSIONES	71
PRESUPUESTO	73
BIBLIOGRAFÍA	75
ANEXO A	77
A1. Transformada de Park	77
ANEXO B	79

1. Prefacio

En estos últimos años la preocupación por el medio ambiente y el cambio climático ha hecho que se tengan en cuenta las diferentes posibilidades de generación de energía eléctrica tales como la generación mediante placas fotovoltaicas o aerogeneradores *onshore* u *offshore*. Esta última opción combinada con la tecnología HVDC presenta una combinación ideal para la transmisión de energía eléctrica. Esta tecnología lleva implementada prácticamente 50 años sobre todo para la conexión de redes asíncronas, transmisión de energía a largas distancias y transmisión submarina y subterránea [1].

Los sistemas más utilizados para esta tecnología son los basados en CSC o LCC mediante tiristores, sin embargo una tecnología más moderna llamada VSC está basada en IGBTs añadiendo así un grado más de libertad. Esto permite regular los flujos de potencia mucho mejor y con más rapidez además de introducir la posibilidad de absorber y generar potencia activa y reactiva independientemente la una de la otra, por lo que se puede prescindir de los compensadores de potencia reactiva que se utilizaban en sistemas LCC. También presentan la ventaja de reducción de armónicos minimizando así el volumen que ocupaban los filtros para absorberlos [1].

La transmisión VSC HVDC está en un gran punto de desarrollo estos últimos años, concretamente en el 1997 se instalaba la primera línea de transmisión HVDC-VSC en la isla de Gotland, Suecia con una potencia de 50 MW y un voltaje de 80 kV. Desde entonces esta tecnología ha experimentado una gran progresión incrementando la potencia de estos sistemas 20 veces y el voltaje 6 veces en los últimos 15 años, por ejemplo el proyecto INELFE (2x1000 MW) entre Francia y España o el proyecto Skagerrak 4 (500 kV) entre Noruega y Dinamarca. La primera estación convertidora VSC HVDC *offshore* se instaló en el 2005 en la plataforma de aceite Troll A en Noruega mientras que la primera conexión con un parque eólico *offshore* se produjo en 2010 con el sistema Borwin [1].

2. Introducción

En este proyecto se presenta la modelización, el control y la simulación de un sistema de transmisión multiterminal HVDC utilizando convertidores VSC. Se describe a lo largo del proyecto todos los elementos que constituyen el sistema desde la parte de los aerogeneradores hasta llegar a la red terrestre. Así pues se simulan varios escenarios para probar la fiabilidad del sistema y cuál es su respuesta frente a diferentes perfiles de viento o interferencias en el sistema.

El proyecto consta de varios objetivos:

- El análisis y modelización del convertidor VSC y su control.
- El análisis y modelización de una turbina eólica y su control.
- El análisis y modelización de otros elementos necesarios tales como cables, transformadores, etc.
- Diseño del control del convertidor VSC tanto de la parte de la red terrestre como del parque eólico marino.
- Simulación de un sistema multiterminal HVDC mediante un modelo agregado de aerogeneradores para varios escenarios.

Para poder obtener resultados en base a estos objetivos se introducirá el modelo promediado de todos los elementos conectados en el software de simulación Simulink® de Matlab®. Los escenarios considerados para simular son:

- Una entrada viento tipo *step*.
- Una entrada de perfil de viento determinado.
- La desconexión de uno de los parque eólicos pasados unos segundos.
- La variación del valor de la constante del controlador *droop*.

Se pretende por lo tanto ver la respuesta dinámica del sistema frente a estas situaciones y sacar conclusiones sobre cómo trabajan los elementos de control del sistema.

3. Elementos del sistema

3.1. Introducción

En este capítulo se describirán los componentes principales del sistema de transmisión multiterminal a simular, desde la red de corriente alterna terrestre que simula la red eléctrica de cualquier país o países hasta la propia generación de potencia en los parques eólicos marinos *offshore*. De la misma manera se explica cuál es la función de los convertidores y el control aplicado a estos.

3.2. La red principal terrestre

La red principal terrestre es la red de corriente alterna que simula la red eléctrica de un o más países a la que se inyectará la potencia generada por los parques eólicos *offshore*. Para ello la energía eléctrica debe de ser estable, a una frecuencia determinada de 50 o 60Hz según la red y sin ningún tipo de perturbación.

3.3. Los convertidores

En un sistema de transmisión multiterminal es necesario el uso de varios convertidores para poder transmitir la potencia generada en los parques eólicos *offshore* a la red de alterna eficientemente y con un control sobre la frecuencia, la tensión y la potencia.

El convertidor que se modeliza y se simula en este proyecto es el convertidor VSC compuesto por IGBTs (Figura 3.1) ya que actúan como fuentes de tensión y el voltaje tiene siempre la misma polaridad en el lado de continua independientemente del sentido del flujo de potencia. El hecho de que el controlador esté compuesto por IGBTs permite controlar dos variables, como por ejemplo el flujo de potencia activa y reactiva [2].

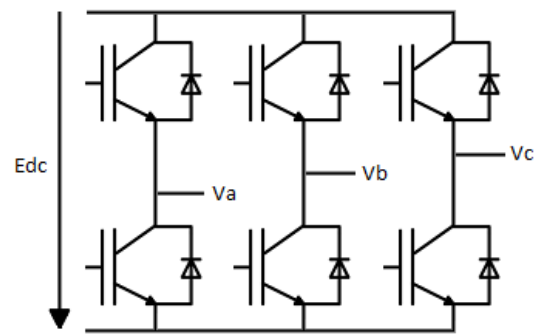


Figura 3.1. Esquema de VSC basado en IGBTs

Dentro del sistema a simular los convertidores tendrán diferentes funciones según donde estén colocados. Por lo tanto al convertidor que conecta la red de alterna terrestre con la red multiterminal HVDC se le llama GSVSC que está unido punto a punto a una larga distancia con el convertidor WFSVC. Este convertidor unirá la red multiterminal HVDC a una serie de transformadores encargados de disminuir la tensión para poder conectarse al convertidor *back to back*, convertidor el cual está conectado a una turbina.

Los convertidores precisan de elementos de acoplamiento tales como inductancias en serie con las fuentes de tensión en la parte de AC y de un condensador en paralelo con la fuente de corriente en la parte de DC para que no haya dos fuentes del mismo tipo conectadas entre sí (Figura 3.2). Todos los convertidores tienen su propio control y actúan independientemente de los demás convertidores del sistema.

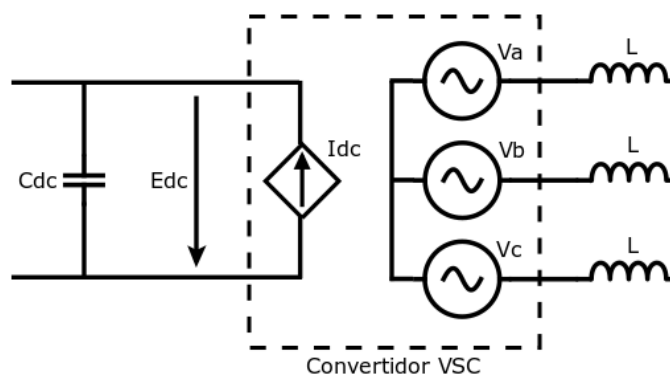


Figura 3.2. Modelo de VSC con los elementos de acoplamiento

3.3.1. El convertidor GSVSC

Los convertidores GSVSC son los que conectan la red alterna terrestre con la red multiterminal HVDC y su principal función es la de ondular la tensión que le llega por la parte de corriente continua a la misma frecuencia de la red terrestre. De la misma manera la el voltaje del bus de continua debe de ser constante y estable.

3.3.2. El convertidor WFVSC

Los convertidores WFVSC conectan la red alterna generada por los parques eólicos con la red multiterminal HVDC y su función es la de rectificar la tensión alterna del parque eólico, previamente aumentada por varios transformadores.

Estos convertidores son los que deben de controlar los flujos de potencia, tanto activa como reactiva proveniente de los parques eólicos. Se considera pues que la potencia activa se inyecta toda en la red multiterminal mientras que la potencia reactiva se anula, siendo posible en caso de ser necesaria su inyección.

3.3.3. Convertidor *Back to Back*

Este tipo de configuración está formado por dos convertidores VSC que comparten el bus de continua y cada uno tiene su propio control (Figura 3.3). Su función principal es la de adecuar la frecuencia de la electricidad generada en las turbinas eólicas a la de la red alterna.

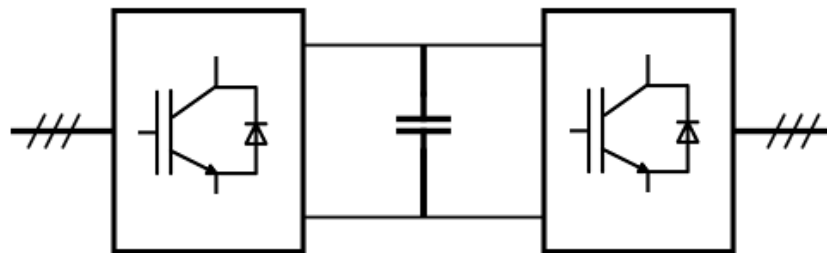


Figura 3.3. Conexión *back to back* de dos convertidores VSC

3.4. Parque eólico

Un parque eólico consiste en varios aerogeneradores agrupados que generan energía eléctrica a partir de la velocidad del viento gracias a una turbina. Se diferencian dos tipos de parques eólicos: terrestres o *onshore* y marinos u *offshore*. Tal y como indica su nombres los *onshore* están situados en tierra firme mientras que los *offshore* están instalados en el mar.

Las principales ventajas de un parque eólico *offshore* frente a uno *onshore* son que en el mar al no haber obstáculos el viento circula mejor y a mayor velocidad, existen menos turbulencias, hay menos impacto visual y menos contaminación acústica.

Sin embargo también existen inconvenientes tales como encarecimiento de las instalaciones, cimentación e infraestructuras eléctricas y mayor dificultad para acceder y realizar mantenimiento.

Para la simulación de un parque eólico marino se debe primeramente modelizar un aerogenerador para luego mediante un modelo agregado poder simular un parque eólico completo. Esto es necesario para que la simulación sea ágil y simplificar el modelo. Se considera pues que todos los aerogeneradores inyectan la misma potencia al recibir el mismo perfil de viento y tener los mismo parámetros de la turbina.

El aerogenerador está compuesto por una turbina eólica, una transmisión y un generador eléctrico. La turbina tendrá sus parámetros en función de cómo esté diseñada y un ángulo de *pitch* siendo la parte encargada de recoger la fuerza del viento. Para la generación eléctrica la máquina utilizada es un *direct-drive* PSMG. Este tipo de generador es multipolar ya que está construido con una gran cantidad de pares de polos por lo que no es necesario el uso de caja multiplicadora ya que los generadores PSMG son capaces de trabajar a bajas velocidades. Asimismo al tener imanes que excitan la máquina no se necesita un circuito externo que la excite, por esa razón y al no tener caja multiplicadora se reduce el posible fallo mecánico y son generadores más fiables [3] [4].

En la Figura 3.4 se puede observar como formar una WPP con varias WT equivalentes. En la Figura 3.5 se esquematiza la conexión de varios terminales al sistema de transmisión multiterminal HVDC.

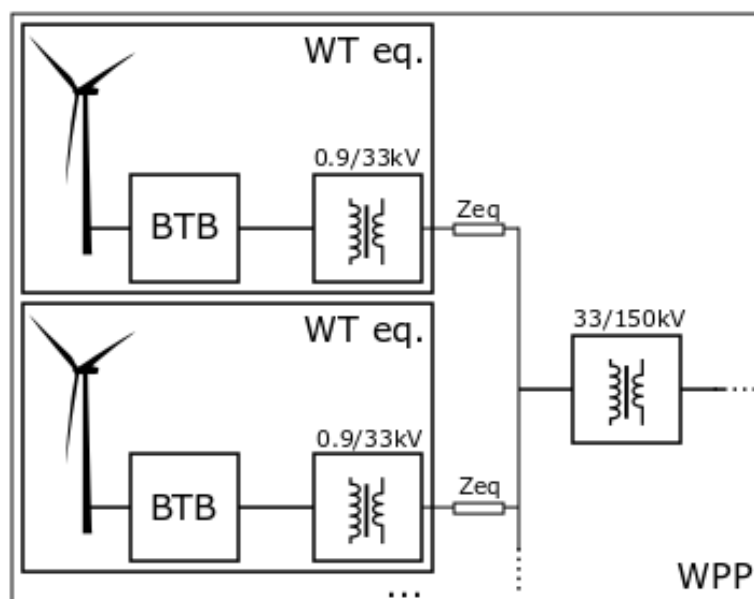


Figura 3.4. Esquema de una WT equivalente

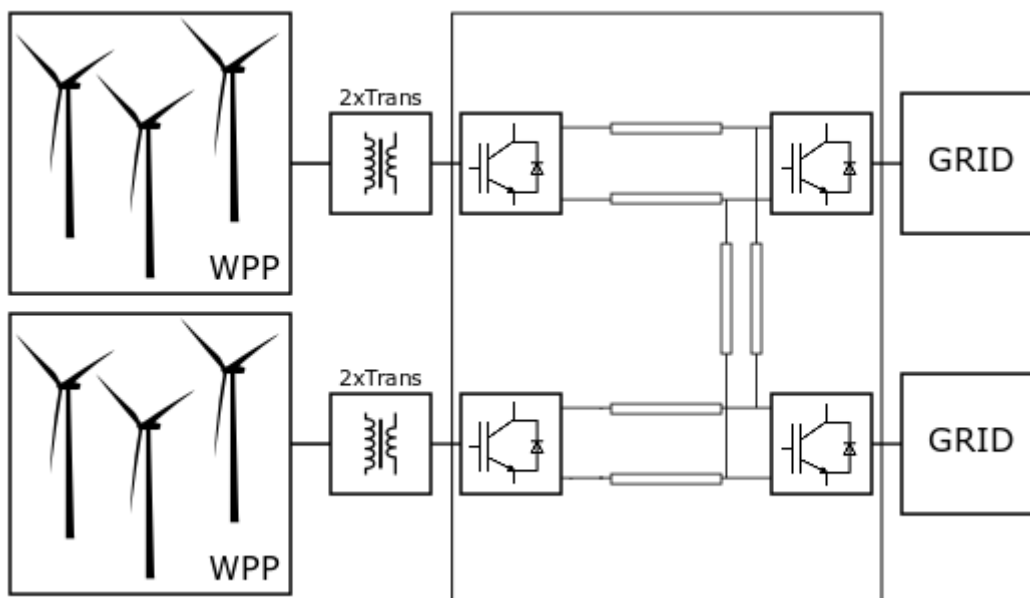


Figura 3.5. Esquema de conexión de WPP equivalentes y redes al sistema multiterminal HVDC

4. Modelización del sistema

4.1. Introducción

En este apartado se explican las modelizaciones y las ecuaciones utilizadas de los elementos utilizados para poder simular el sistema en su plenitud. También se recogen las simplificaciones o idealismos de algunos de los componentes para agilizar las simulaciones. El control de los VSC también está incluido en este capítulo.

Primeramente se presentan los elementos que están instalados en tierra: la red alterna terrestre y el convertidor GSVSC junto a su control. Seguidamente el cable submarino que unirá el convertidor GSVSC al convertidor WFSVC, para obtener el sistema multiterminal. Finalmente se detallaran los modelos de los elementos de la parte marina: el convertidor WFSVC, los transformadores encargados de aumentar la tensión del lado de los aerogeneradores, el convertidor *back to back* y el aerogenerador.

En los dos últimos apartados se exponen las maneras de hacer un modelo agregado de varios aerogeneradores y el control *droop* necesario para controlar los convertidores GSVSC en un sistema de transmisión multiterminal.

4.2. Modelo de red alterna terrestre

La red a la que se conectara el sistema de transmisión multiterminal se modeliza con tres fuentes de tensión como muestra la Figura 4.1 de idéntico voltaje y frecuencia pero desfasadas 120º entre ellas formando así un sistema alterno trifásico equilibrado (Ec. 4.1).

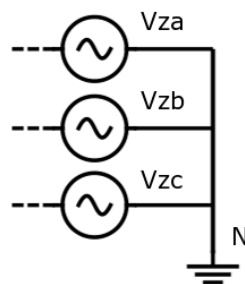


Figura 4.1. Modelo de la red alterna terrestre

$$\begin{aligned}v_{za} &= V_{peak} \cos(\omega_e t + \varphi_0) \\v_{zb} &= V_{peak} \cos(\omega_e t + \varphi_0 - \frac{2\pi}{3}) \\v_{zc} &= V_{peak} \cos(\omega_e t + \varphi_0 + \frac{2\pi}{3})\end{aligned}\tag{Ec. 4.1}$$

donde,

- v_{zabc} es la tensión de la red alterna
- V_{peak} es la tensión pico de la red alterna
- ω_e es la velocidad angular de la red alterna
- t es el tiempo transcurrido
- φ_0 es la fase inicial del ángulo eléctrico de la red alterna

La velocidad angular de la red eléctrica se calcula en función de la frecuencia (Ec. 4.2). Mientras que el valor de la tensión pico se calcula con el valor eficaz de la tensión (Ec. 4.3)

$$\omega_e = 2\pi f \tag{Ec. 4.2}$$

$$V_{peak} = \frac{U\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \tag{Ec. 4.3}$$

donde,

- f es la frecuencia de la red
- U es el valor de la tensión eficaz de línea

4.3. Modelo del convertidor GSVSC y de su control

Para modelizar el convertidor GSVSC primeramente hay que centrarse en la parte física del convertidor. Un convertidor VSC basado en IGBT se puede modelizar sin tener en cuenta las pérdidas ni las conmutaciones, es decir idealmente, con tal de simplificar el diseño de la parte de control del

convertidor. La manera de hacerlo es desacoplando la parte de AC de la de DC donde la parte de AC se basa en tres fuentes de tensión controladas mientras que la parte de DC la constituye una fuente de corriente controlada, estableciendo pues la relación de potencia entre las dos bandas se puede hacer el modelo promediado del convertidor VSC. Por lo tanto la potencia del lado DC (Ec. 4.4) debe de ser igual a la potencia del lado AC (Ec. 4.5). Una vez igualadas estas expresiones se aísla la corriente continua la cual dará la señal para la fuente de corriente controlada del lado DC del convertidor.(Ec. 4.6) De esta manera quedan relacionadas las dos partes del convertidor[2].

$$P_{DC} = I_{DC} E_{DC} \quad (\text{Ec. 4.4})$$

$$P_{AC} = v_a i_a + v_b i_b + v_c i_c \quad (\text{Ec. 4.5})$$

$$I_{DC} = \frac{P_{AC}}{E_{DC}} = \frac{v_a i_a + v_b i_b + v_c i_c}{E_{DC}} \quad (\text{Ec. 4.6})$$

donde,

P_{DC}	es la potencia del lado DC
P_{AC}	es la potencia del lado AC
I_{DC}	es la intensidad de la fuente controlada de corriente
E_{DC}	es la tensión del lado DC
v_{abc}	es la tensión trifásica del lado AC
i_{abc}	es la corriente trifásica del lado AC

El convertidor GSVSC debe de mantener un valor constante de tensión en el bus de continua y además fijar un valor de potencia reactiva inyectada a la red alterna terrestre, que generalmente será nula, por lo que estas serán las variables a controlar por este convertidor. Para ello se precisa de un lazo de tensión externo encargado de regular la tensión del bus de continua y de un lazo de corriente interno que controla la corriente a inyectar a la red alterna terrestre ya que está directamente relacionada con la potencia activa y reactiva. Además también se necesita hacer uso de la transformada, la anti-transformada de Park explicadas en el Anexo A y del lazo de seguimiento de fase o PLL este último encargado de calcular el ángulo de las tensiones de la red. En la Figura 4.2 se observa el esquema del control [2].

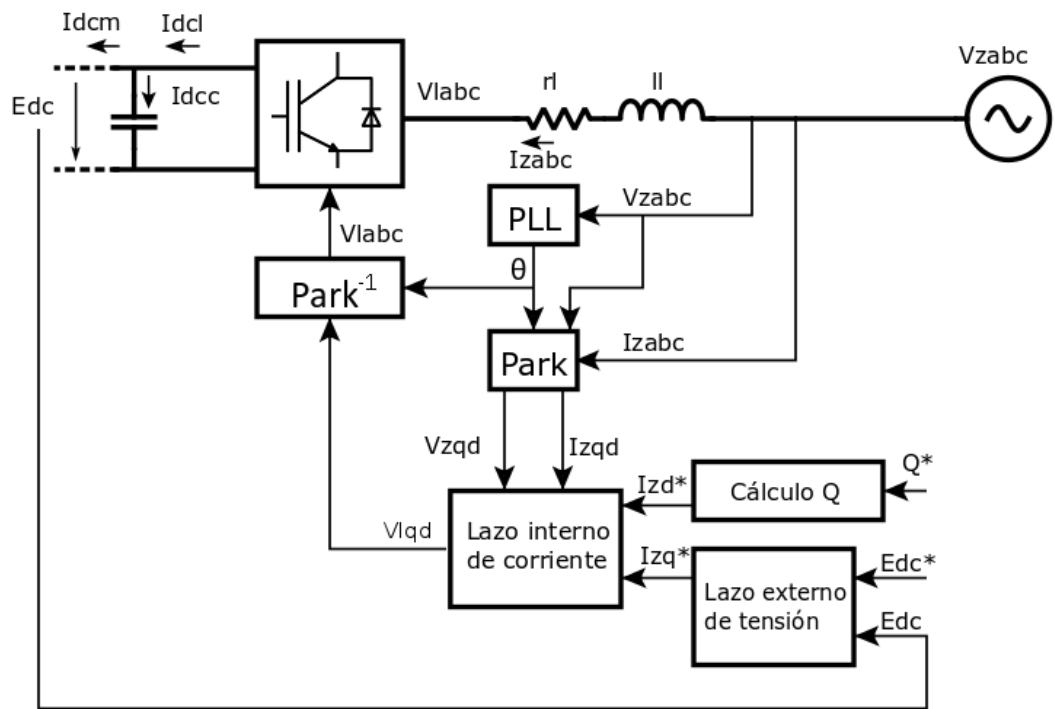


Figura 4.2. Esquema del control del convertidor GSVSC

Diseño del lazo externo de tensión

Para el diseño del lazo de tensión del controlador GSVSC la señal a controlar es E_{DC}^2 y para ello se utiliza una retroalimentación negativa con tal de mejorar la respuesta. Se controla esa señal ya que al ser proporcional, en el dominio de Laplace, a la potencia inyectada en el condensador del enlace HVDC (Ec. 4.7) la salida del bloque controlador será esta potencia [2].

$$P_c(s) = \frac{1}{2} s C_{DC} E_{DC}^2(s) \quad (\text{Ec. 4.7})$$

donde,

$P_c(s)$ es la potencia del condensador del enlace HVDC

C_{DC} es la capacitancia del condensador del enlace HVDC

Así pues se obtiene la potencia que llega al convertidor de la suma de la potencia inyectada en el condensador y la potencia calculada antes del condensador (Ec. 4.8).

$$P_{Dcl} = P_c + P_{DCm} \quad (\text{Ec. 4.8})$$

donde,

P_{Dcl} es la potencia que recibe el convertidor

P_{DCm} es la potencia del enlace de continua HVDC

Como la función de transferencia de la planta del sistema es de primer orden y para evitar que el sistema se desestabilice frente a cualquier perturbación se escoge un controlador PI a implementar (Ec. 4.9) [2].

$$G_{c_{extGSVSC}}(s) = K_{p_{extGSVSC}} + \frac{K_{i_{extGSVSC}}}{s} \quad (\text{Ec. 4.9})$$

La función de transferencia del lazo cerrado donde $W = E_{DC}^2$ queda como en (Ec. 4.10).

$$\frac{W(s)}{W^*(s)} = \frac{sK_{p_{extGSVSC}} + K_{i_{extGSVSC}}}{\frac{1}{2}s^2C + sK_{p_{extGSVSC}} + K_{i_{extGSVSC}}} \quad (\text{Ec. 4.10})$$

Que es de la forma (Ec. 4.11).

$$\frac{W(s)}{W^*(s)} = \frac{2s\xi_E\omega_E + \omega_E^2}{s^2 + s\xi_E\omega_E + \omega_E^2} \quad (\text{Ec. 4.11})$$

Por lo que la constante proporcional e integral del controlador se pueden calcular como en (Ec. 4.12) y (Ec. 4.13) respectivamente.

$$K_{p_{extGSVSC}} = C_{DC}\xi_E\omega_E \quad (\text{Ec. 4.12})$$

$$K_{i_{extGSVSC}} = \frac{C_{DC}\omega_E^2}{2} \quad (\text{Ec. 4.13})$$

donde,

ξ_E es la relación de amortiguamiento del lazo de tensión

ω_E es la velocidad angular de la red alterna

Sabiendo que las expresiones de la potencia activa y reactiva son respectivamente (Ec. 4.14) y (Ec. 4.15) y que el PLL asegura que la componente d de la tensión es nula se obtienen las ecuaciones que relacionan la corriente en componentes qd con ambas potencias.

$$P^* = \frac{3}{2}(v_{zq}i_{zq}^* + v_{zd}i_{zd}^*) \quad (\text{Ec. 4.14})$$

$$Q^* = \frac{3}{2}(v_{zq}i_{zd}^* - v_{zd}i_{zq}^*) \quad (\text{Ec. 4.15})$$

Así pues con la consigna de la potencia activa y reactiva se calculan las componentes q (Ec. 4.16) y d (Ec. 4.17) de la corriente de referencia para el lazo interno de corriente. El esquema de control de este lazo se puede ver en la Figura 4.3.

$$i_{zq}^* = \frac{2}{3} \frac{P^*}{v_{zq}} \quad (\text{Ec. 4.16})$$

$$i_{zd}^* = \frac{2}{3} \frac{Q^*}{v_{zq}} \quad (\text{Ec. 4.17})$$

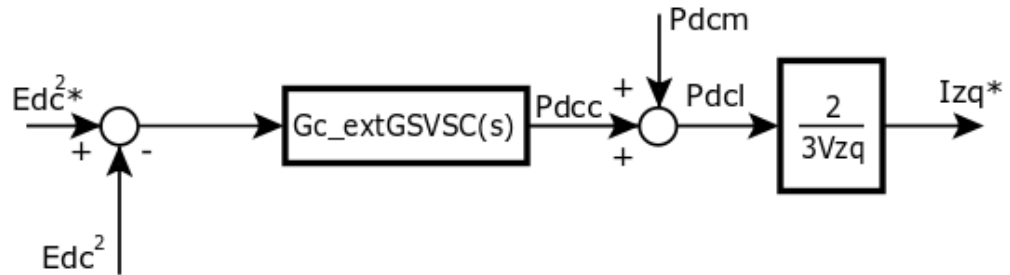


Figura 4.3. Esquema del lazo externo de tensión del convertidor GSVSC

Diseño del lazo interno de corriente

En cuanto al diseño del lazo de corriente sabiendo que existe un acoplamiento entre las componentes qd de las tensiones y las corrientes el control se basa en el desacoplamiento de las corrientes y en el control por separado de las dos componentes. La componente d de la tensión de la

red alterna es nula a causa del lazo de seguimiento de fase también llamado PLL descrito en el apartado. La ecuación que relaciona las tensiones con las corrientes es la siguiente (Ec. 4.18) [2].

$$\begin{bmatrix} v_{zq} \\ 0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} v_{lq} \\ v_{ld} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} r_l & l_l \omega_e \\ -l_l \omega_e & r_l \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{zq} \\ i_{zd} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} l_l & 0 \\ 0 & l_l \end{bmatrix} \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{zq} \\ i_{zd} \end{bmatrix} \quad (\text{Ec. 4.18})$$

donde,

v_{zqd} es la tensión de la red alterna en componentes qd

v_{lqd} es la tensión alterna del convertidor GSVSC en componentes qd

r_l es la resistencia de acoplamiento

l_l es la inductancia de acoplamiento

ω_e es la velocidad angular de la red alterna

i_{zqd} es la corriente de la red alterna en componentes qd

Las componentes qd de la corriente se pueden desacoplar sustituyendo la siguiente ecuación (Ec. 4.19) en la ecuación anterior.

$$\begin{bmatrix} v_{lq} \\ v_{ld} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\hat{v}_{lq} + v_{zq} - l_l \omega_e i_{zd} \\ -\hat{v}_{ld} + l_l \omega_e i_{zq} \end{bmatrix} \quad (\text{Ec. 4.19})$$

donde,

\hat{v}_{lqd} es la tensión calculada por los controladores de corriente

Como resultado queda un sistema con las componentes qd desacopladas (Ec. 4.20).

$$\begin{bmatrix} \hat{v}_{lq} \\ \hat{v}_{ld} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} r_l & 0 \\ 0 & r_l \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{zq} \\ i_{zd} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} l_l & 0 \\ 0 & l_l \end{bmatrix} \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{zq} \\ i_{zd} \end{bmatrix} \quad (\text{Ec. 4.20})$$

Aplicando entonces la transformada de Laplace a la ecuación anterior se obtiene la función de transferencia de la planta (Ec. 4.21).

$$G(s) = \frac{i_{zq}(s)}{\hat{v}_{lq}(s)} = \frac{i_{zd}(s)}{\hat{v}_{ld}(s)} = \frac{1}{l_l s + r_l} \quad (\text{Ec. 4.21})$$

Basándose en la técnica IMC se busca eliminar la dinámica de la planta y añadir un integrador como filtro deseado ($A(s)$) con tal de suavizar la respuesta (Ec. 4.22) [5]. Contando el controlador la función

de transferencia de lazo cerrado queda como un sistema de primer orden donde $\alpha = 1/\tau_{intGSVSC}$ (Ec. 4.23).

$$A(s) = \frac{\alpha}{s} \quad (\text{Ec. 4.22})$$

$$T(s) = \frac{A(s)}{1 + A(s)} = \frac{\frac{\alpha}{s}}{1 + \frac{\alpha}{s}} = \frac{1}{\frac{\alpha}{s} + 1} = \frac{1}{\tau_{intGSVSC}s + 1} \quad (\text{Ec. 4.23})$$

donde,

$T(s)$ sistema de primer orden

$\tau_{intGSVSC}$ constante de tiempo del controlador de corriente

$A(s)$ integrador

Finalmente el bloque controlador queda como la multiplicación del integrador con la inversa de la planta (Ec. 4.24). Del resultado final del desarrollo de la ecuación (Ec. 4.25) se diferencian las constantes proporcional e integral respectivamente (Ec. 4.26) y (Ec. 4.27).

$$G_{c_{intGSVSC}}(s) = A(s)G^{-1}(s) = \frac{\alpha}{s}(l_l s + r_l) = \frac{\alpha l_l s + \alpha r_l}{s} = \frac{l_l}{\tau_{intGSVSC}} + \frac{r_l}{\tau_{intGSVSC}s} \quad (\text{Ec. 4.24})$$

$$G_{c_{intGSVSC}}(s) = K_{p_{intGSVSC}} + \frac{K_{i_{intGSVSC}}}{s} \quad (\text{Ec. 4.25})$$

$$K_{p_{intGSVSC}} = \frac{l_l}{\tau_{intGSVSC}} \quad (\text{Ec. 4.26})$$

$$K_{i_{intGSVSC}} = \frac{r_l}{\tau_{intGSVSC}} \quad (\text{Ec. 4.27})$$

La estructura general del lazo de corriente es el de la Figura 4.4.

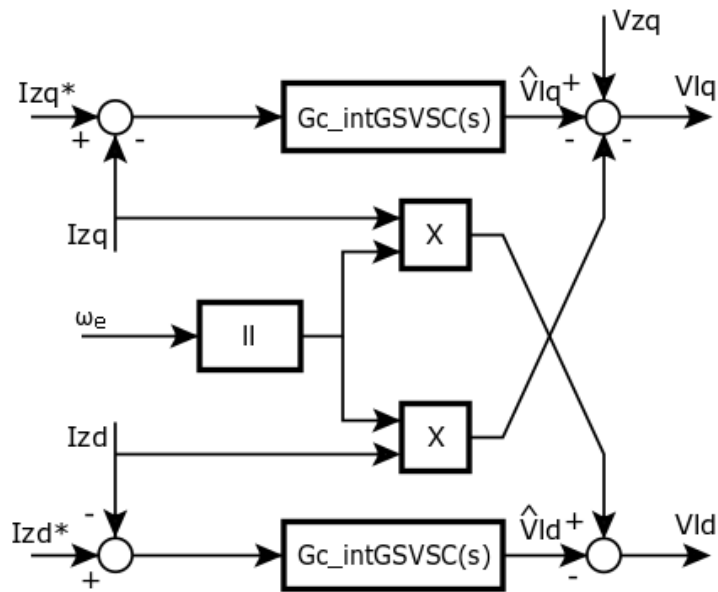


Figura 4.4. Esquema del lazo interno de corriente del convertidor GSVSC

Lazo de seguimiento de fase (PLL)

El PLL se utiliza para determinar el ángulo y la velocidad angular de la red. Consiste en filtrar el *feedback* de la componente *d* de la tensión mediante un controlador PI para obtener la velocidad angular y después de integrarla el ángulo de la red [2]. El esquema del PLL se muestra en la Figura 4.5.

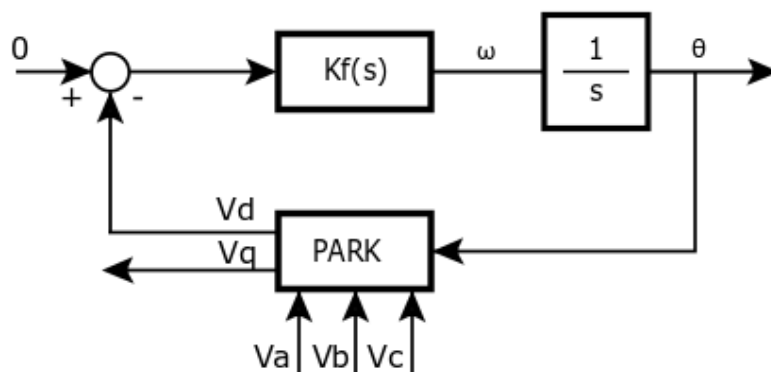


Figura 4.5 Esquema del PLL

Se añade una realimentación positiva de la velocidad angular para inicializar mejor la simulación. Para calcular la constante de tiempo se utiliza la (Ec. 4.28). La constante proporcional se calcula con (Ec. 4.29) y la expresión del filtro queda como (Ec. 4.30).

$$\tau_{PLL} = \frac{2\xi}{\omega_n} \quad (\text{Ec. 4.28})$$

$$Kp_{PLL} = \frac{\tau_{PLL}\omega_n^2}{E_m} \quad (\text{Ec. 4.29})$$

$$Kf_{PLL}(s) = Kp_{PLL} \left(\frac{\frac{1}{\tau_{PLL}} + s}{s} \right) \quad (\text{Ec. 4.30})$$

4.4. Modelo del cable submarino

El modelo del cable submarino consiste en el conocido modelo π ya que es un modelo válido para transmisión de energía a largas distancias. En la simulación las capacitancias del cable se consideran negligibles y solamente se introducen los valores de resistencia e inductancia del cable. Así pues los condensadores de los convertidores GSVSC y WfVSC harán la función de estas capacitancias. El esquema es el de la Figura 4.6 [6].

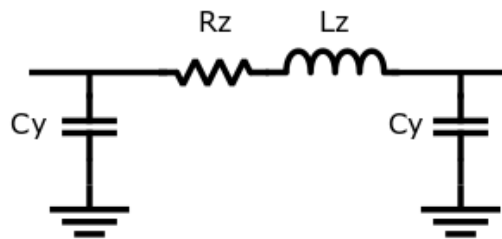


Figura 4.6. Esquema del cable de transmisión submarino

4.5. Modelo del convertidor WfVSC y de su control

El convertidor WfVSC físicamente es igual al convertidor GSVSC, por lo que este capítulo se centra en la parte del control. La función de este convertidor es la de transmitir toda la potencia que le llega de la parte de alterna de los parques eólicos al bus de continua y para ello se precisa que la tensión de los condensadores sea constante.

El control se centra en el lazo externo de tensión y en el lazo interno de corriente, de la misma manera que el convertidor GSVSC. El lazo de tensión esta vez tiene en cuenta la dinámica de los condensadores mientras que el lazo de corriente tiene en cuenta la de las inductancias de acoplamiento.

Con tal de mantener estable y controlar la tensión de los condensadores lo que se hace es consignar el valor de tensión pico de línea a la componente q de la tensión (Ec. 4.31) y que la componente d sea nula (Ec. 4.32). En la Figura 4.7 se muestra el esquema de control [7].

$$v_{cq}^* = \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} V_{cond} \quad (\text{Ec. 4.31})$$

$$v_{cd}^* = 0 \quad (\text{Ec. 4.32})$$

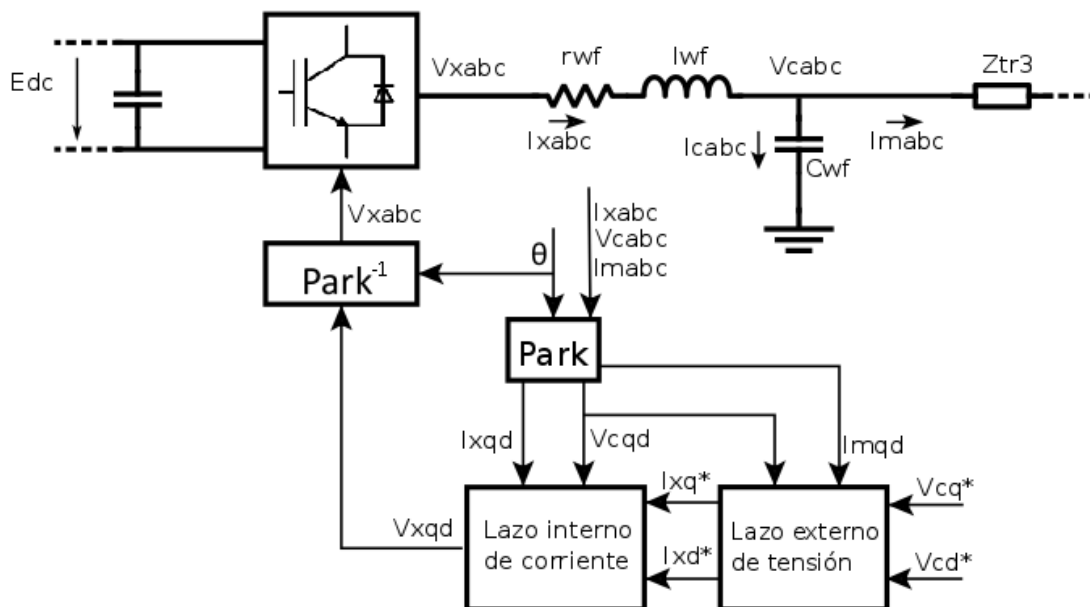


Figura 4.7. Esquema del control del convertidor WfVSC

Diseño del lazo externo de tensión

Para el diseño del lazo de tensión se necesita la expresión que relaciona las corrientes con la tensión de los condensadores (Ec. 4.33) [7].

$$\begin{bmatrix} i_{xq} \\ i_{xd} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} i_{mq} \\ i_{md} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & C_{wf}\omega_e \\ -C_{wf}\omega_e & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_{cq} \\ v_{cd} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} C_{wf} & 0 \\ 0 & C_{wf} \end{bmatrix} \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} v_{cq} \\ v_{cd} \end{bmatrix} \quad (\text{Ec. 4.33})$$

donde,

- i_{xqd} es la corriente alterna del convertidor WFVSC en componentes qd
- i_{mqd} es la corriente alterna del parque eólico en componentes qd
- C_{wf} es la capacitancia de los condensadores del parque eólico
- v_{cq} es la tensión de los condensadores del parque eólico en componentes qd

De igual manera se deben de desacoplar las componentes qd de la tensión sustituyendo la siguiente ecuación (Ec. 4.34) en la ecuación anterior.

$$\begin{bmatrix} i_{xq} \\ i_{xd} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \hat{i}_{xq} + i_{mq} + C_{wf}\omega_e v_{cd} \\ \hat{i}_{xd} + i_{md} - C_{wf}\omega_e v_{cq} \end{bmatrix} \quad (\text{Ec. 4.34})$$

donde,

- \hat{i}_{xqd} es la corriente calculada por los controladores de tensión

Obteniendo así un sistema con las componentes qd desacopladas (Ec. 4.35).

$$\begin{bmatrix} \hat{i}_{xq} \\ \hat{i}_{xd} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} C_{wf} & 0 \\ 0 & C_{wf} \end{bmatrix} \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} v_{cq} \\ v_{cd} \end{bmatrix} \quad (\text{Ec. 4.35})$$

La función de transferencia de la planta vuelve a ser de primer orden. Consecuentemente se utilizará el mismo método que en el diseño del lazo de tensión del convertidor GSVSC para determinar el controlador PI a simular. Se calculan las constantes proporcional e integral con (Ec. 4.37) y (Ec. 4.38).

$$G_{c_{extWFVSC}}(s) = \frac{K_{p_{extWFVSC}}s + K_{i_{extWFVSC}}}{s} \quad (\text{Ec. 4.36})$$

$$K_{p_{extWFVSC}} = C_{wf}\xi_E\omega_E \quad (\text{Ec. 4.37})$$

$$K_{p_{intWFVSC}} = \frac{C_{wf}\omega_E^2}{2} \quad (\text{Ec. 4.38})$$

El esquema del lazo de tensión se muestra en la Figura 4.8.

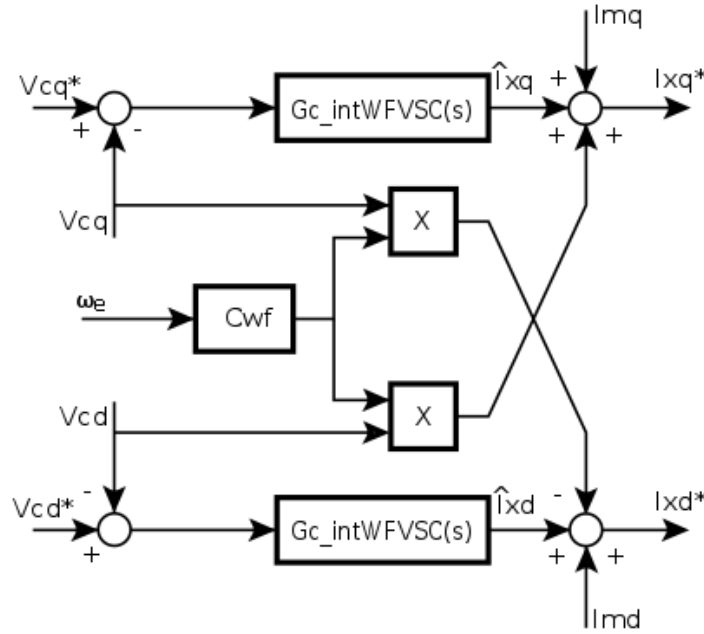


Figura 4.8. Esquema del lazo externo de tensión del convertidor WFVSC

Diseño del lazo interno de corriente

El diseño de este lazo es análogo al lazo de corriente del convertidor GSVSC por lo que el procedimiento es el mismo [7].

$$\begin{bmatrix} v_{xq} \\ v_{xd} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} v_{cq} \\ v_{cd} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} r_{wf} & l_{wf}\omega_e \\ -l_{wf}\omega_e & r_{wf} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{xq} \\ i_{xd} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} l_{wf} & 0 \\ 0 & l_{wf} \end{bmatrix} \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{xq} \\ i_{xd} \end{bmatrix} \quad (\text{Ec. 4.39})$$

donde,

v_{xqd} es la tensión alterna del convertidor WFVSC en componentes qd

r_{wf} es la resistencia de acoplamiento

l_{wf} es la inductancia de acoplamiento

Se realiza el desacoplamiento de las componentes qd de la corriente y utilizando la técnica IMC igual que en el apartado del convertidor GSVSC se obtiene la ecuación del controlador PI (Ec. 4.40) y sus componentes proporcional (Ec. 4.41) e integral (Ec. 4.42).

$$G_{c_{intWFVSC}}(s) = K_{p_{intWFVSC}} + \frac{K_{i_{intWFVSC}}}{s} \quad (\text{Ec. 4.40})$$

$$K_{p_{intWFVSC}} = \frac{l_{wf}}{\tau_{intWFVSC}} \quad (\text{Ec. 4.41})$$

$$K_{i_{intWFVSC}} = \frac{r_{wf}}{\tau_{intWFVSC}} \quad (\text{Ec. 4.42})$$

El esquema del lazo de corriente es el de la Figura 4.9.

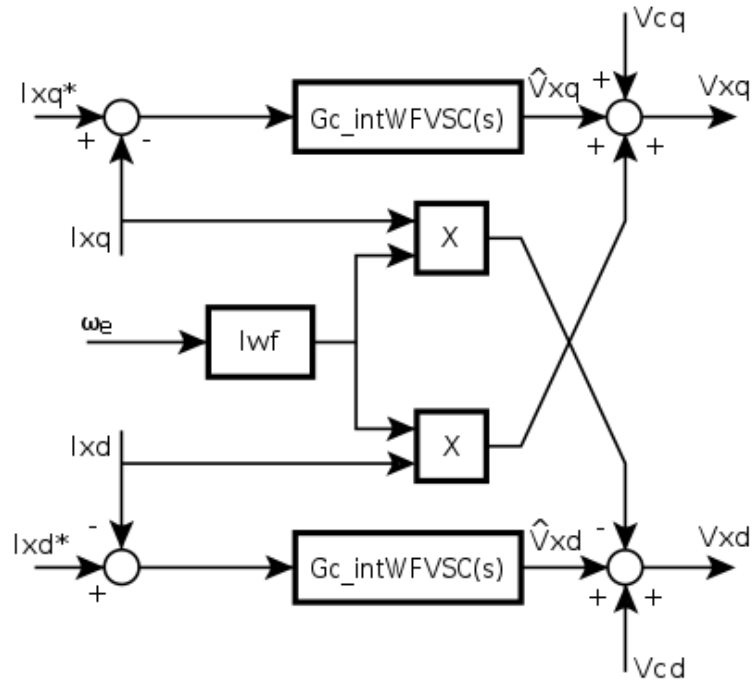


Figura 4.9. Esquema del lazo interno de corriente del convertidor WFVSC

4.6. Modelo de los transformadores

Para simular los transformadores existen varias maneras. Una de ellas es simplemente utilizar el bloque predefinido que ofrece la biblioteca de simulink®, introducir los valores correspondientes de cada devanado y del transformador en si o parametrizarlo ideal y colocar en sus bornes el equivalente de su impedancia. Otra manera es simularlo como fuentes de tensión y fuentes de corriente controladas, donde se crea el enlace entre ellas con la señal multiplicada por la relación de transformación junto a un bloque *memory* para que no se cree un *loop*. La manera más sencilla sin embargo es introducir una ganancia en la señal de la corriente que entra al transformador igual a la relación de transformación del devanado del primario del primer transformador (0.9/33kV) con el devanado del secundario del tercer transformador (150/333kV) quedando una relación de transformación equivalente de 0.9/333kV. Se opta por esta última opción ya que es una solución válida y simple al ser un modelo promediado y porque las otras opciones pueden crear conflictos en la simulación [8].

4.7. Modelo del convertidor *back to back*

Como se ha comentado anteriormente un convertidor BTB es simplemente dos convertidores unidos por la banda de continua uno actuando como rectificador (VSC del aerogenerador) y otro como inversor (VSC de la red interna). Esto permite adecuar la frecuencia de la electricidad generada por la turbina a la frecuencia de la red eléctrica. La parte física de los convertidores es exactamente igual que el modelo de los anteriores por lo que en este capítulo se detallará respectivamente el control del VSC BTB de la parte de la red interna y el control del VSC de la parte del aerogenerador.

4.7.1. Diseño del control del VSC BTB de la red

Este convertidor se encarga de mantener el bus de continua del enlace BTB a un valor de tensión constante y de inyectar la potencia reactiva que se le asigne que generalmente es nula. Así pues el control es como el del convertidor GSVSC por lo que las ecuaciones de control serán las mismas. En la Figura 4.10 se muestra el esquema de control de este convertidor [7].

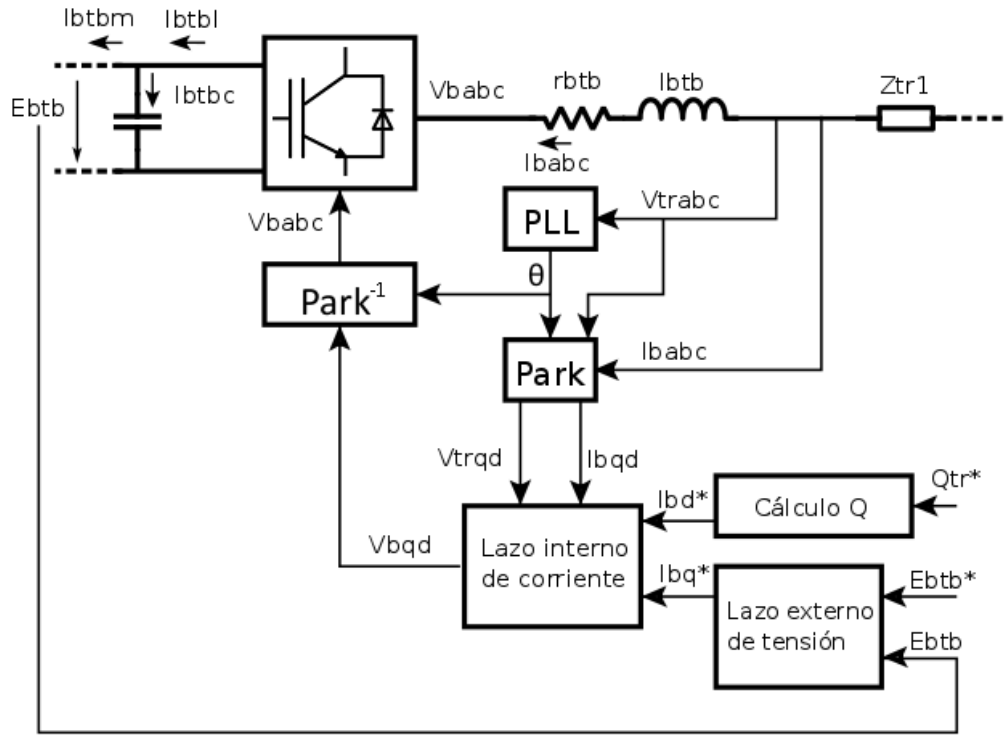


Figura 4.10. Esquema del control del convertidor VSC BTB de la red

Diseño del lazo externo de tensión

Para diseñar el controlador PI a implementar en el lazo de tensión y calcular los valores de las constantes de este se sigue el mismo proceso que en el apartado del diseño del lazo externo de tensión del convertidor GSVSC (4.3). Por lo que el controlador queda como (Ec. 4.43) y las constantes proporcional e integral se calculan con (Ec. 4.44) y (Ec. 4.45). El esquema del lazo de tensión es el de la Figura 4.11.

$$G_{c_{extVSCbtb}}(s) = K_{p_{extVSCbtb}} + \frac{K_{i_{extVSCbtb}}}{s} \quad (\text{Ec. 4.43})$$

$$K_{p_{extVSCbtb}} = C_{DCbtb} \xi_E \omega_E \quad (\text{Ec. 4.44})$$

$$K_{i_{extVSCbtb}} = \frac{C_{DCbtb} \omega_E^2}{2} \quad (\text{Ec. 4.45})$$

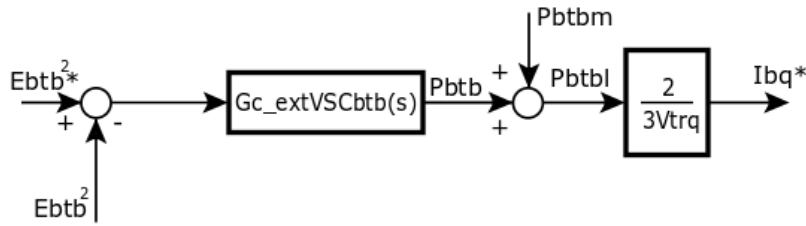


Figura 4.11. Esquema del lazo externo de tensión del convertidor VSC BTB de la red

Diseño del lazo interno de corriente

De la misma manera que para el lazo de tensión, este lazo también sigue las mismas expresiones que en el apartado del diseño del lazo de corriente del convertidor GSVSC (4.3). Por lo que los valores para las constantes del controlador se calculan de la misma manera (Ec. 4.47) y (Ec. 4.48). Se muestra el esquema en la Figura 4.12.

$$G_{c_{intVSCbtb}}(s) = K_{p_{intVSCbtb}} + \frac{K_{i_{intVSCbtb}}}{s} \quad (\text{Ec. 4.46})$$

$$K_{p_{intVSCbtb}} = \frac{l_{btb}}{\tau_{intVSCbtb}} \quad (\text{Ec. 4.47})$$

$$K_{i_{intVSCbtb}} = \frac{r_{btb}}{\tau_{intVSCbtb}} \quad (\text{Ec. 4.48})$$

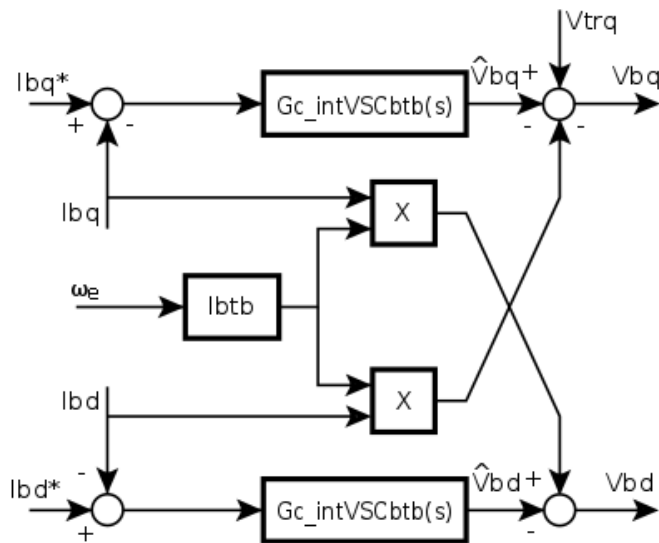


Figura 4.12. Esquema del lazo interno de corriente del convertidor VSC BTB de la red

4.7.2. Diseño del control del VSC BTB del aerogenerador

Este convertidor es el que controlará el par del generador para que la potencia desarrollada sea máxima dado un valor de velocidad del viento. Este control específico se llama control máximo de par y trata de maximizar el par consignando un valor determinado a la componente q de la corriente del estator (Ec. 4.49) y un valor nulo a la componente d (Ec. 4.50), ya que el par del generador solamente depende de la componente q [9].

$$i_{sq}^* = \frac{2}{3} \frac{\Gamma_m^*}{p \lambda_m} \quad (\text{Ec. 4.49})$$

$$i_{sd}^* = 0 \quad (\text{Ec. 4.50})$$

El control lo forman básicamente un lazo de corriente y un bloque que hará el cálculo del par motor para maximizar la potencia que genera el aerogenerador. En la Figura 4.13 se puede ver el esquema de control.

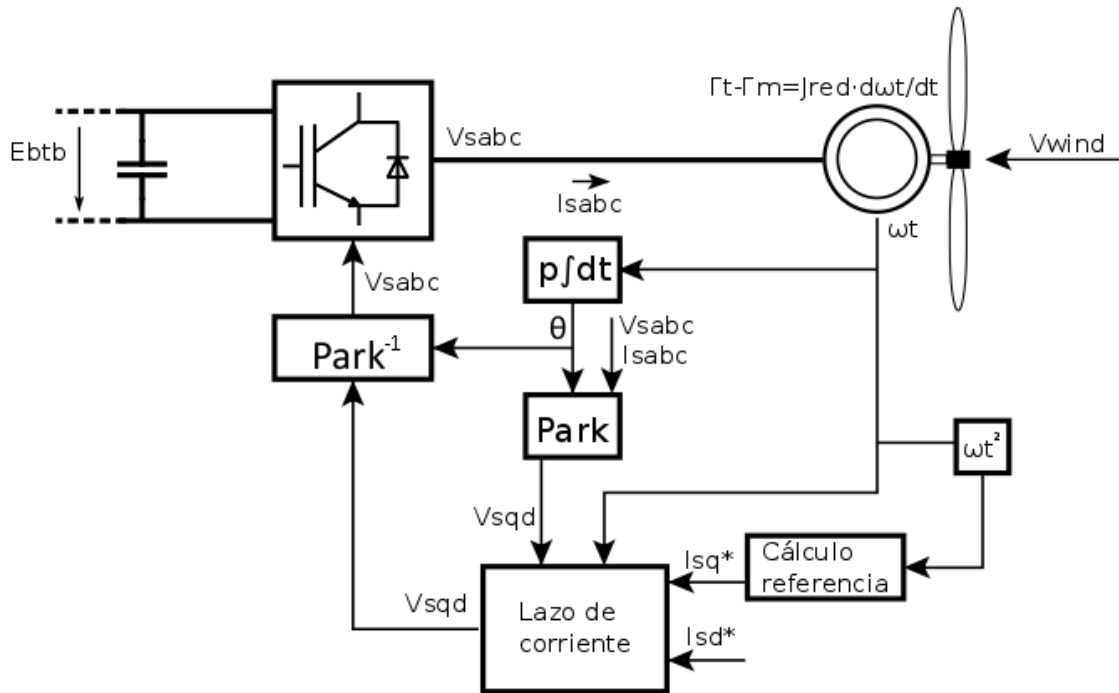


Figura 4.13. Esquema del control del convertidor VSC BTB del aerogenerador

Diseño del lazo de corriente

El lazo de corriente de este convertidor una vez más sigue las mismas ecuaciones que las utilizadas en el apartado del diseño del lazo de corriente del convertidor GSVSC (4.3). La diferencia es que esta vez la planta la forman la resistencia e inductancia del estator de la máquina. Por lo que siguiendo el mismo desarrollo se obtienen las expresiones de las constantes proporcional e integral del controlador. Puesto que la máquina que se utiliza como generador es un PMSG se parte de la ecuación que describe su modelo después de varias simplificaciones (Ec. 4.51) detalladas en el apartado (4.8.3) junto a la expresión que desacopla las corrientes (Ec. 4.52) [7].

$$\begin{bmatrix} v_{sq} \\ v_{sd} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} r_s & p\omega_t L_d \\ -p\omega_t L_q & r_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{sq} \\ i_{sd} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} L_q & 0 \\ 0 & L_d \end{bmatrix} \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{sq} \\ i_{sd} \end{bmatrix} + p\lambda_m \omega_t \begin{bmatrix} 1 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (\text{Ec. 4.51})$$

$$\begin{bmatrix} v_{sq} \\ v_{sd} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \hat{v}_{sq} + p\lambda_m \omega_t - l_s p\omega_t i_{sd} \\ \hat{v}_{sd} - l_s p\omega_t i_{sq} \end{bmatrix} \quad (\text{Ec. 4.52})$$

donde,

- v_{sqd} es la tensión del estator en componentes qd
- i_{sqd} es la corriente del estator en componentes qd
- \hat{v}_{sqd} es la tensión calculada por los controladores de corriente
- r_s es la resistencia del estator
- l_s es la inductancia del estator
- L_d es la inductancia del eje directo
- L_q es la inductancia del eje en cuadratura
- λ_m es el flujo concatenado
- p son los pares de polos
- ω_t es la velocidad angular del rotor

Y como resultado queda el sistema desacoplado (Ec. 4.53) al que aplicando la técnica IMC se encuentran las expresiones (Ec. 4.55) y (Ec. 4.56) con las que calcular las constantes del controlador PI (Ec. 4.54). En la Figura 4.14 se puede ver el esquema del lazo de corriente.

$$\begin{bmatrix} \hat{v}_{sq} \\ \hat{v}_{sd} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} r_s & 0 \\ 0 & r_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{sq} \\ i_{sd} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} l_s & 0 \\ 0 & l_s \end{bmatrix} \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{sq} \\ i_{sd} \end{bmatrix} \quad (\text{Ec. 4.53})$$

$$G_{cVSCs}(s) = K_{pVSCs} + \frac{K_{iVSCs}}{s} \quad (\text{Ec. 4.54})$$

$$K_{pVSCs} = \frac{l_s}{\tau_{VSCs}} \quad (\text{Ec. 4.55})$$

$$K_{iVSCs} = \frac{r_s}{\tau_{VSCs}} \quad (\text{Ec. 4.56})$$

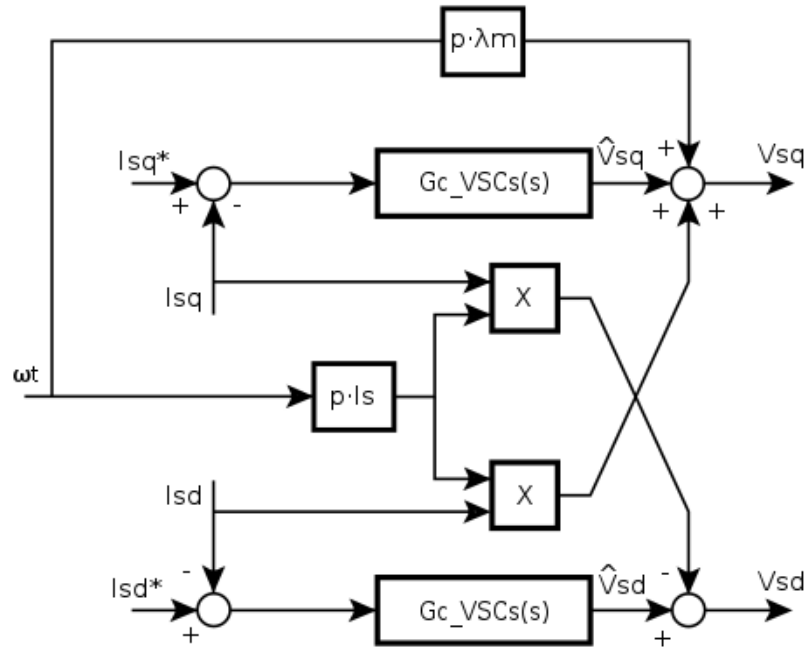


Figura 4.14. Esquema del lazo de corriente del convertidor VSC BTB del aerogenerador

Control máximo de par

Como se ha dicho anteriormente el control sobre el par motor permite maximizar la potencia generada con una determinada velocidad de viento. Aunque hay varios métodos para extraer la

máxima potencia como puede ser el seguimiento del punto de máxima potencia MPPT se utiliza un método más sencillo que consiste en mantener constante el *tip-speed ratio*.

Este método consiste en derivar el coeficiente de potencia respecto al *tip-speed ratio* (λ) ya que existe una velocidad de giro que hace que se pueda extraer la máxima potencia con una velocidad de viento y un ángulo de *pitch* determinados.

Entonces haciendo la derivada previamente dicha junto a un ángulo de *pitch* nulo queda una expresión (Ec. 4.57) con la que sustituyéndola en la fórmula del coeficiente de potencia (Ec. 4.58) se puede obtener la expresión del par que maximiza la potencia que genera la turbina (Ec. 4.59).

$$\lambda_{opt} = \frac{c_2 c_7}{c_2 c_7 c_9 + c_6 c_7 + c_2} \quad (\text{Ec. 4.57})$$

$$C_{p_{opt}} = \frac{c_1 c_2 e^{-\frac{c_6 c_7 + c_2}{c_2}}}{c_7} \quad (\text{Ec. 4.58})$$

$$\Gamma_{opt} = \frac{c_1 e^{-\frac{c_6 c_7 + c_2}{c_2}} (c_2 c_7 c_9 + c_6 c_7 + c_2)^3}{c_2^2 c_7^4} \frac{1}{2} \rho A R^3 \omega_t^2 \quad (\text{Ec. 4.59})$$

donde,

$C_{p_{opt}}$ es el coeficiente de potencia óptimo

ρ es la densidad del aire

A es el área barrida por las palas de la turbina

Consecuentemente aplicando la expresión del par óptimo obtenida mediante este proceso se alcanzará el *tip-speed ratio* constante que asegure que la extracción de potencia es máxima.

4.8. Modelo del aerogenerador

Para modelizar un aerogenerador en su totalidad hay que modelizar cada una de sus partes tales como la turbina, encargada de recoger la energía que produce la velocidad del viento; la transmisión, que transmite esta energía a la máquina y el generador eléctrico, en este caso una máquina de imanes permanentes para que transforme esta energía mecánica en energía eléctrica.

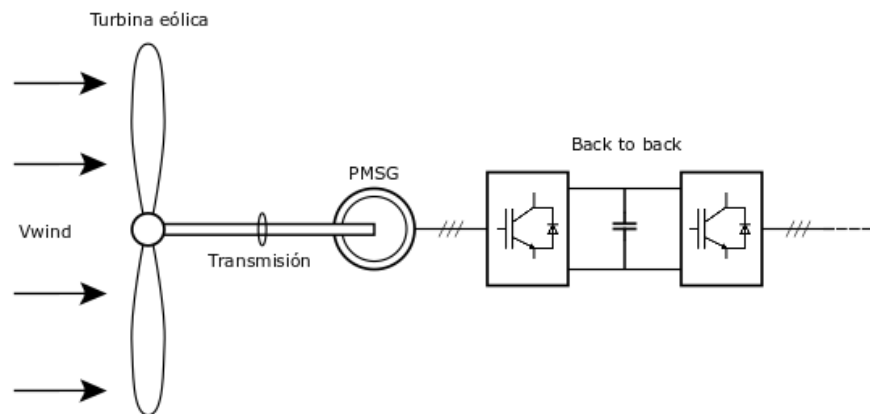


Figura 4.15. Esquema de un aerogenerador

En la Figura 4.15 se muestran las componentes que componen un aerogenerador.

4.8.1. Modelo de la turbina

Una turbina eólica es un elemento encargado de transformar la energía cinética del viento en energía mecánica mediante unas palas con un determinado ángulo (*pitch*). La expresión que determina la potencia de la turbina depende del área de barrido de las palas, de la velocidad del viento y de un coeficiente de potencia (Ec. 4.60) [10].

$$P_t = C_p P_v = C_p \frac{1}{2} \rho A v_{wind}^3 \quad (\text{Ec. 4.60})$$

donde,

P_t es la potencia de la turbina

C_p es el coeficiente de potencia

P_v es la potencia del viento

v_{wind} es la velocidad del viento

El coeficiente de potencia es adimensional y representa la relación entre la potencia útil y la potencia total del viento por eso es también llamado rendimiento aerodinámico. Cabe decir que este coeficiente tiene un valor máximo igual a 0.593 llamado límite de Betz y es un límite físico, por lo que no se puede extraer la potencia del viento en su totalidad. Para el cálculo de este coeficiente se

utiliza la expresión en función del *tip-speed ratio* y del ángulo de *pitch* (Ec. 4.61). En este proyecto se considera que el ángulo de *pitch* es nulo i constante, por lo que no se aplica ningún control sobre este [11].

$$C_p(\lambda, \vartheta) = c_1(c_2 \frac{1}{\lambda} - c_3 \vartheta - c_4 \vartheta^{c_5} - c_6) e^{-c_7 \frac{1}{\lambda}} \quad (\text{Ec. 4.61})$$

$$\frac{1}{\lambda} = \frac{1}{\lambda + c_8 \vartheta} - \frac{c_9}{1 + \vartheta^3} \quad (\text{Ec. 4.62})$$

donde,

c_{1-9} son los coeficientes constructivos de la turbina

ϑ es el ángulo de *pitch*

El *tip-speed ratio* es el parámetro que relaciona la velocidad de rotación de la turbina con la velocidad del viento (Ec. 4.63).

$$\lambda = \frac{\omega_t R}{v_{wind}} \quad (\text{Ec. 4.63})$$

4.8.2. Modelo de la transmisión

Como ya se ha comentado anteriormente el aerogenerador prescindirá de caja multiplicadora por lo que el eje de la turbina se conecta directamente con el eje del generador, configuración llamada *direct-drive*. Para esto hace falta un elevado número de polos para que la máquina pueda trabajar a bajas velocidades. Además esto hace que la velocidad de giro de la turbina y del generador sea la misma. Así pues la ecuación que describe el comportamiento de esta configuración es la siguiente (Ec. 4.64).

$$\Gamma_m - \Gamma_t = J_{red} \frac{d}{dt} \omega_t \quad (\text{Ec. 4.64})$$

donde,

Γ_m es el par de la máquina de imanes permanentes

Γ_t es el par de la turbina

J_{red} son las inercias reducidas al rotor

4.8.3. Modelo de la máquina de imanes permanentes

La máquina escogida para que actúe como generador es una PMSG. Este generador cuenta con un gran número de polos para operar a bajas velocidades y poder así acoplarse directamente al eje de la turbina (configuración *direct-drive*). El coste de esta tipología de máquinas es más elevado que las máquinas con circuito de excitación externo por los imanes, sin embargo aumenta la fiabilidad y son más compactos. De igual manera se prescinde de elementos que necesitan las máquinas con excitación externa por lo que se puede realizar el mantenimiento con menos frecuencia [3] [4].

Las ecuaciones que explican el comportamiento la máquina de imanes permanentes en componentes $qd0$ con ángulo de transformación igual a la posición del rotor se detalla a continuación (Ec. 4.65).

$$\begin{bmatrix} v_{sq} \\ v_{sd} \\ v_{s0} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} r_s & \omega_t p (L_{ls} + \frac{3}{2}(L_A + L_B)) & 0 \\ -\omega_t p (L_{ls} + \frac{3}{2}(L_A - L_B)) & r_s & 0 \\ 0 & 0 & r_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{sq} \\ i_{sd} \\ i_{s0} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} (L_{ls} + \frac{3}{2}(L_A - L_B)) & 0 & 0 \\ 0 & (L_{ls} + \frac{3}{2}(L_A + L_B)) & 0 \\ 0 & 0 & L_{ls} \end{bmatrix} \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{sq} \\ i_{sd} \\ i_{s0} \end{bmatrix} + \lambda_m \omega_t p \begin{bmatrix} 1 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (\text{Ec. 4.65})$$

donde,

v_{sqd0} es la tensión del estator en componentes $qd0$

i_{sqd0} es la corriente del estator en componentes $qd0$

L_{ls} es la inductancia de dispersión

L_A es la inductancia dependiente de la posición del rotor

L_B es la inductancia independiente de la posición del rotor

Considerando que el generador no tiene conductor neutro la suma de las corrientes trifásicas será 0 (Ec. 4.66) y se desacopla la componente 0 (Ec. 4.67).

$$i_{sa} + i_{sb} + i_{sc} = 0 \quad (\text{Ec. 4.66})$$

$$v_{s0} = r_s i_{s0} + L_{ls} \frac{d}{dt} i_{s0} = 0 \quad (\text{Ec. 4.67})$$

Si se considera también que la máquina es de imanes superficiales se tiene que la inductancia no depende de la posición del rotor por lo que la inductancia L_B es prácticamente nula [10]. Para simplificar aún más el modelo se definen L_q y L_d como (Ec. 4.68) y (Ec. 4.69).

$$L_q = L_{ls} + \frac{3}{2}(L_A - L_B) \quad (\text{Ec. 4.68})$$

$$L_d = L_{ls} + \frac{3}{2}(L_A + L_B) \quad (\text{Ec. 4.69})$$

Por lo que sustituyendo queda la ecuación (Ec. 4.70) utilizada para determinar el controlador del lazo de corriente del convertidor VSC BTB aerogenerador (4.7.2).

$$\begin{bmatrix} v_{sq} \\ v_{sd} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} r_s & p\omega_t L_d \\ -p\omega_t L_q & r_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{sq} \\ i_{sd} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} L_q & 0 \\ 0 & L_d \end{bmatrix} \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{sq} \\ i_{sd} \end{bmatrix} + p\lambda_m \omega_t \begin{bmatrix} 1 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (\text{Ec. 4.70})$$

Para continuar se define otro parámetro que es la inductancia del estator (Ec. 4.71).

$$l_s \triangleq L_q = L_d \quad (\text{Ec. 4.71})$$

El par de la máquina de imanes superficiales queda pues finalmente como (Ec. 4.72).

$$\Gamma_m = \frac{3}{2}p(\lambda_m i_{sq} + (L_q - L_d)i_{sq}i_{sd}) = \frac{3}{2}p\lambda_m i_{sq} \quad (\text{Ec. 4.72})$$

4.9. Modelo agregado de varios aerogeneradores (parque eólico)

Un parque eólico lo forman varios aerogeneradores por lo que la estrategia de simulación, una vez más para simplificar y mejorar la rapidez de simulación, será el modelizar un aerogenerador y multiplicar la salida de la corriente a inyectar por una ganancia igual al número de turbinas que tiene el parque eólico. Así pues se obtiene un modelo de parque eólico con la condición que todas las turbinas operan en las mismas condiciones, es decir, con la misma velocidad de viento.

Aun así se puede simular varios parques eólicos con entradas de velocidad de viento diferente para ver cómo trabajan a varias velocidades. Por lo tanto la misma señal de corriente que sale del parque eólico es la que luego pasa por la ganancia de la relación de transformación que simula los transformadores para luego poder inyectar la corriente al enlace HVDC.

4.10. Control *droop*

A pesar de que en el apartado 4.3 se detalla la modelización del lazo externo de tensión con un controlador PI, esto solo es eficaz con un solo terminal en el lado de red alterna. Cuando más de un terminal es conectado con un controlador tipo PI puede causar una desestabilización en el sistema por lo que es necesario un control *droop*.

Este tipo de control actúa solamente sobre la tensión del bus de continua HVDC sin la necesidad de comunicación entre los terminales GSVSC y gestiona la potencia controladamente entre los diferentes terminales con el control adecuado, siendo posible también la inyección de potencia reactiva en el caso de que fuese necesario. Además, la implementación de este control es muy simple a causa de que es un controlador con una única constante proporcional. Sin embargo al ser un controlador tan simple presenta sus desventajas. A saber, no es el control más óptimo en cuanto a rendimiento se refiere y provoca un error en la tensión del bus de continua HVDC al ser un controlador únicamente proporcional. Así pues se procura que este error sea un porcentaje mínimo de la tensión de bus de referencia [12].

La ecuación que describe el comportamiento de este controlador es la (Ec. 4.73).

$$i_{DCI}^* = K_{droop}(E_{DC} - E_{DC}^*) \quad (\text{Ec. 4.73})$$

donde,

i_{DCI}^* es la corriente de referencia del convertidor GSVSC

K_{droop} es la constante del controlador *droop*

Cabe destacar que cada terminal con convertidor GSVSC tendrá su propio control *droop* con su propia constante.

5. Simulación y resultados

5.1. Introducción

En este capítulo se recogen los resultados para diferentes simulaciones. En el apartado 5.2 se muestran los resultados para una entrada de viento tipo *step*, en el 5.3 los resultados con un perfil de viento determinado, en el 5.4 los resultados cuando un parque es desconectado y en el 5.5 los resultados para diferentes constantes del controlador *droop*. Los parámetros utilizados para la simulación se encuentran en el Anexo B. Los resultados son los referentes a la simulación de dos terminales conectados al enlace HVDC mediante dos convertidores GSVSC y de dos WPP conectados también a este enlace. Las WPP son formadas por 20 y 15 aerogeneradores respectivamente. El esquema es el de la Figura 5.1. Esquema del sistema multiterminal a simular.

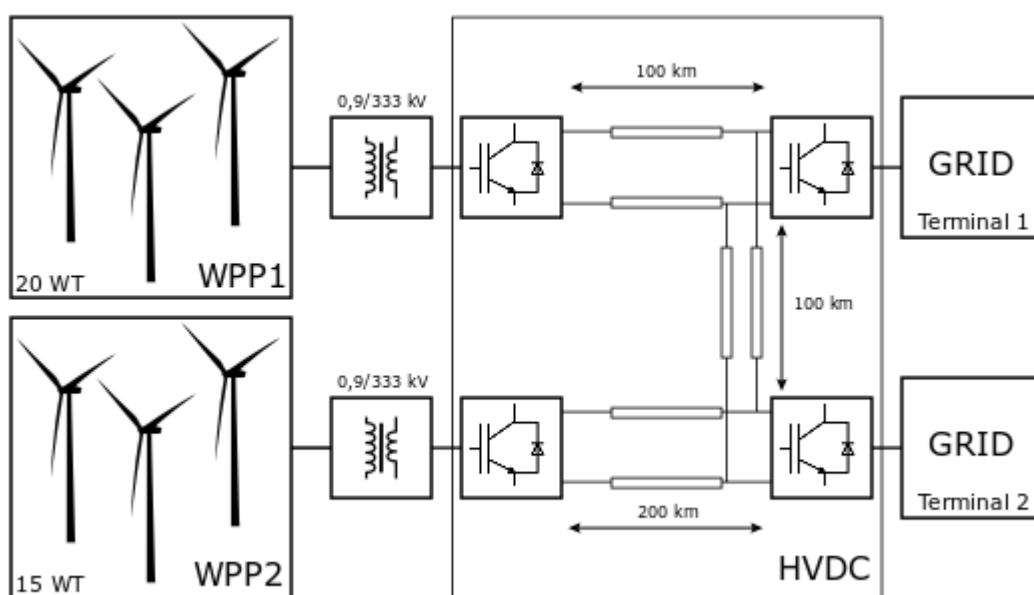


Figura 5.1. Esquema del sistema multiterminal a simular

5.2. Resultados para un *step*

En esta primera simulación se pretende comprobar que todos los elementos trabajan correctamente para luego simular diferentes tipos de entradas de viento. Así pues en esta simulación se propone

una entrada de viento para la primera WPP de un *step* de 0 a 13 a los 0,5 segundos, mientras que para la segunda WPP el *step* será de 0 a 11 también a los 0,5 segundos. La constante del controlador *droop* de ambos convertidores GSVSC se ha fijado en 0,1.

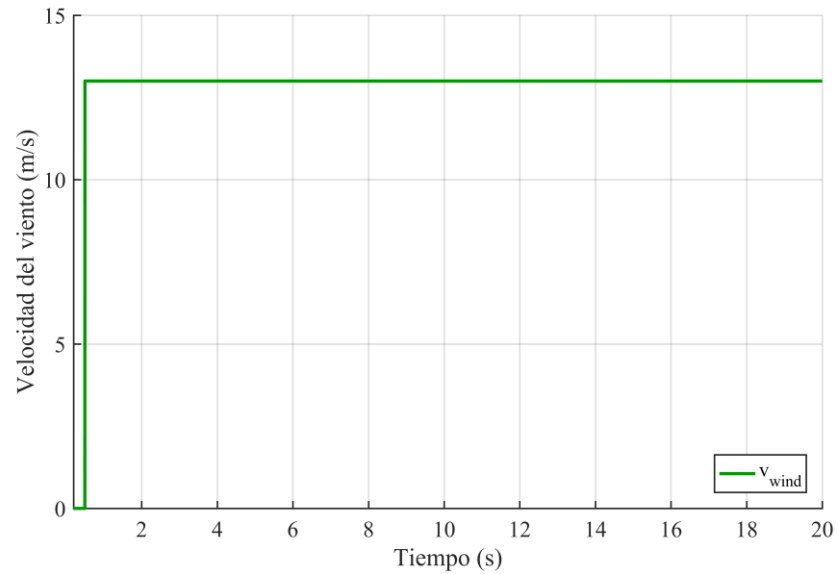


Figura 5.2. Velocidad del viento de la turbina 1

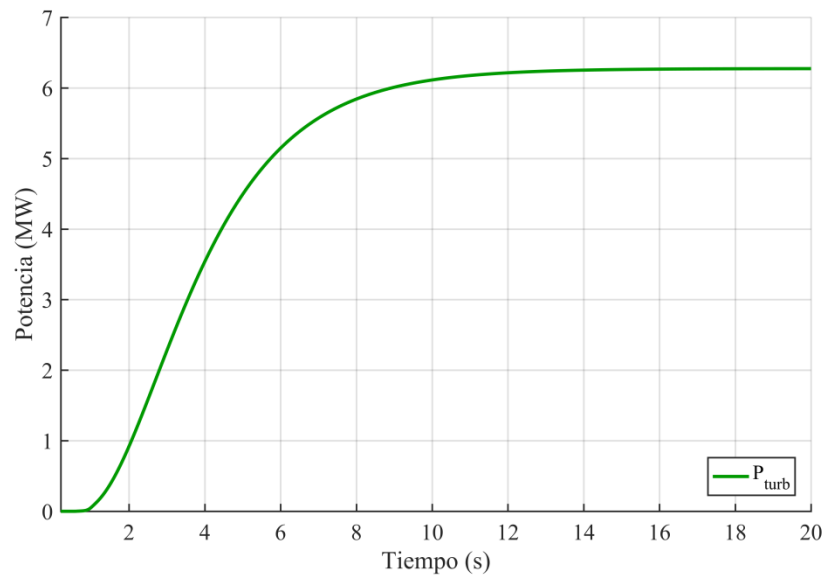


Figura 5.3. Potencia extraída por la turbina 1

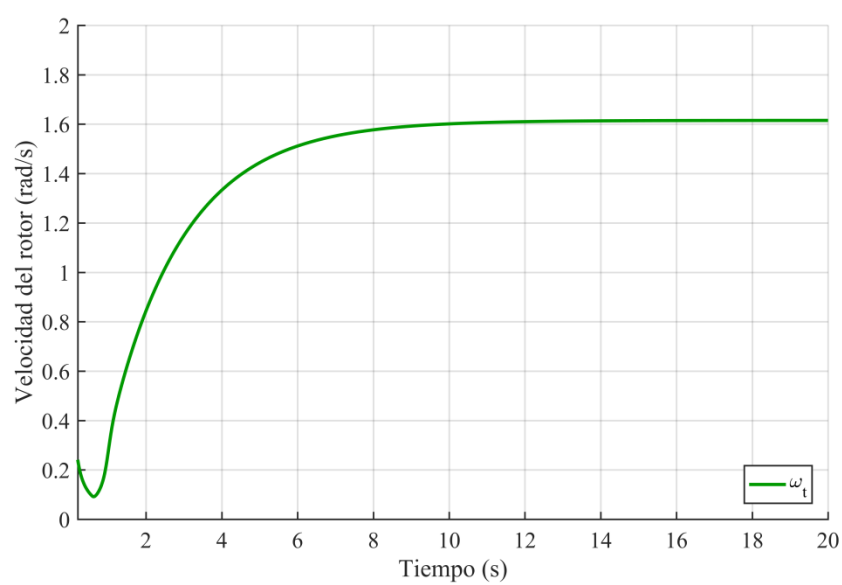


Figura 5.4. Velocidad angular del rotor de la máquina 1

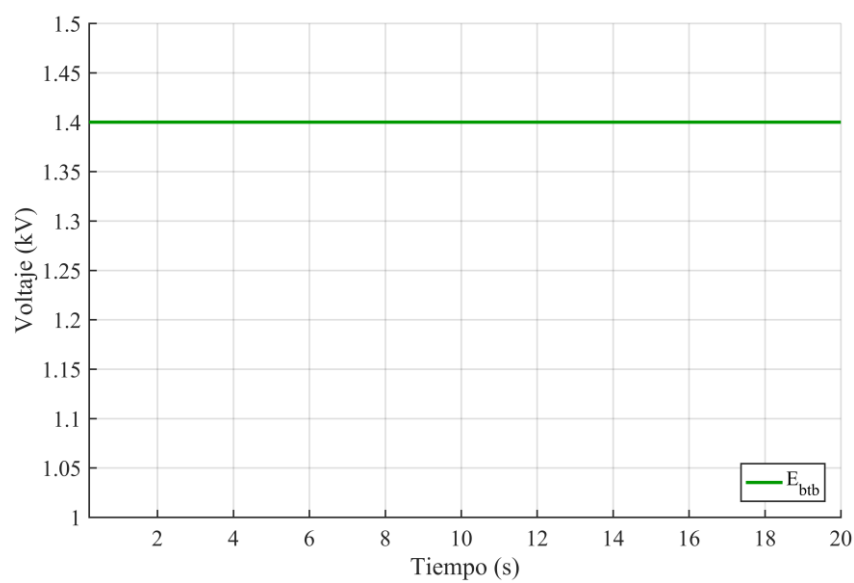


Figura 5.5. Voltaje del bus de continua del BTB del aerogenerador 1

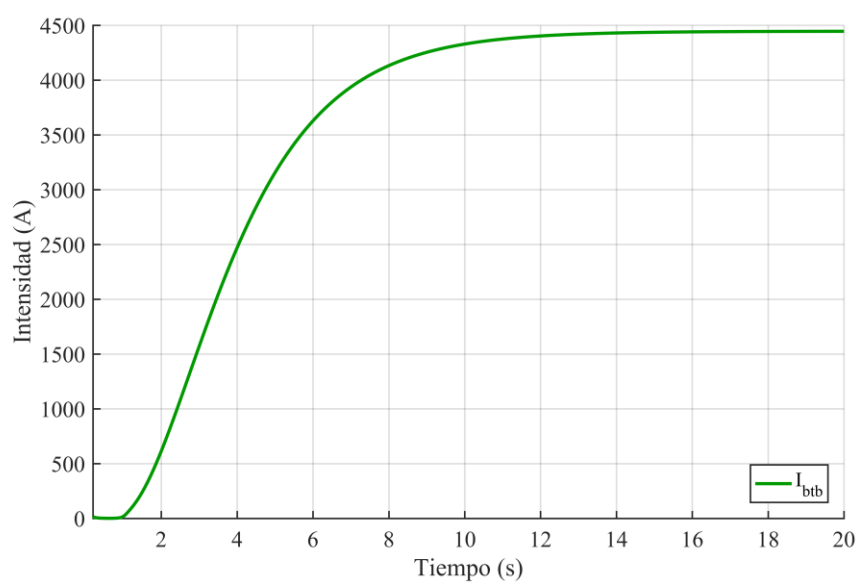


Figura 5.6. Corriente del bus de continua del BTB del aerogenerador 1

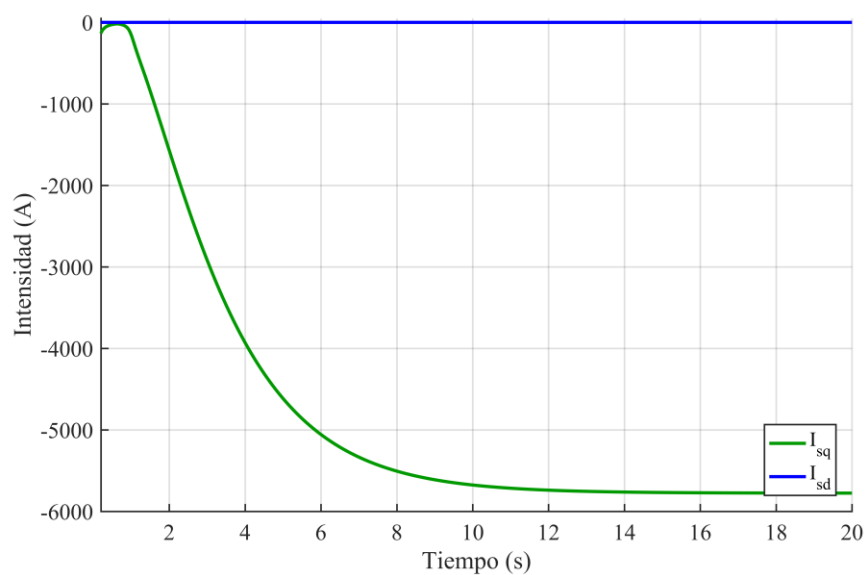


Figura 5.7. Corrientes del estator de la máquina 1

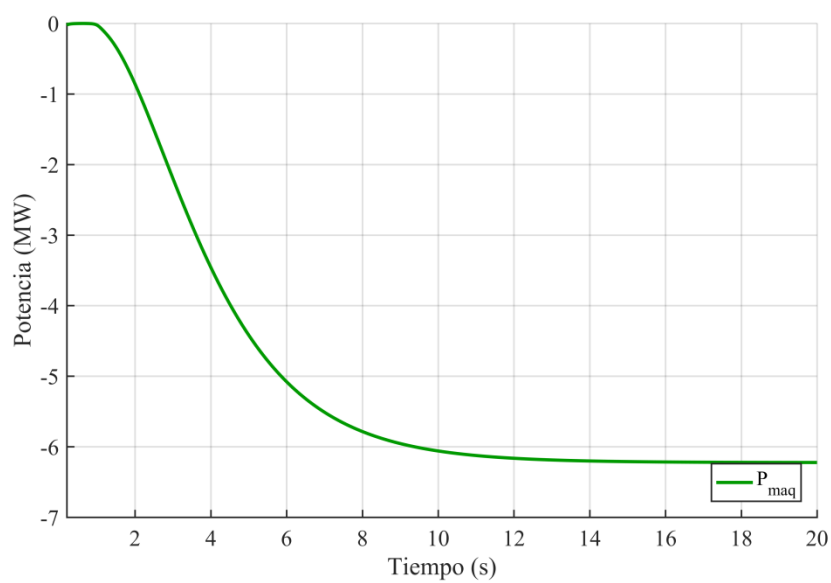


Figura 5.8. Potencia de la máquina 1

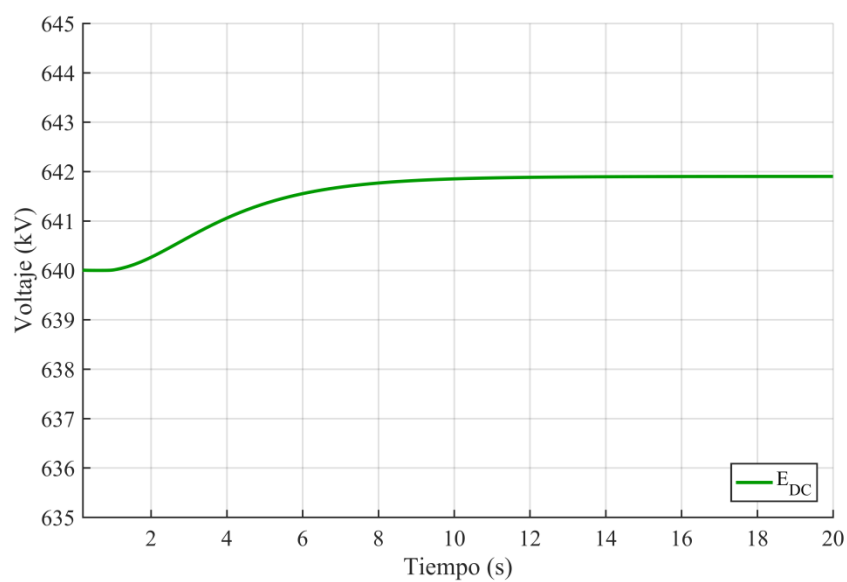


Figura 5.9. Voltaje del enlace HVDC en el terminal 1

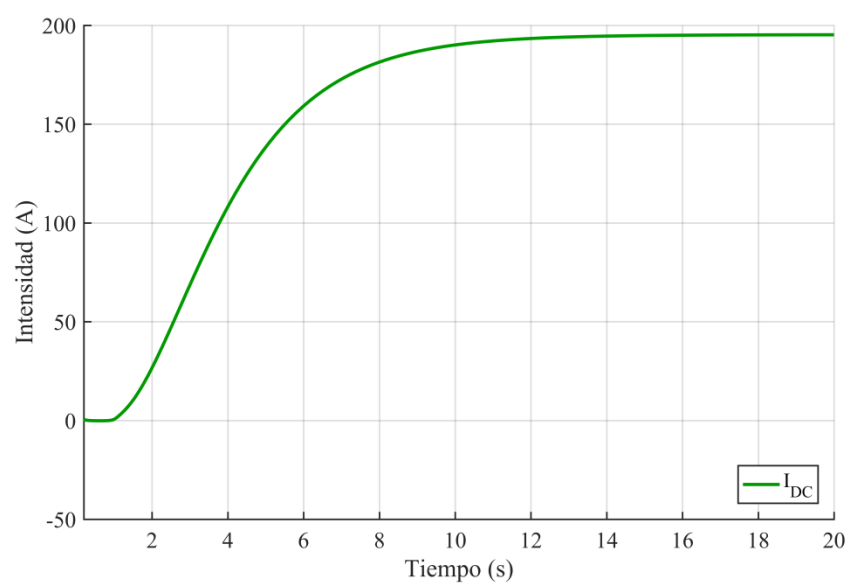


Figura 5.10. Corriente del enlace HVDC en el terminal 1

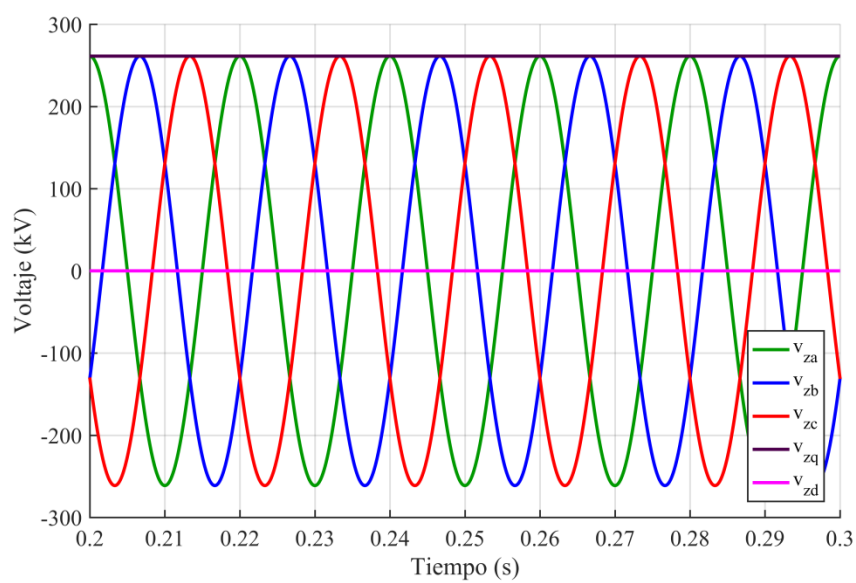


Figura 5.11. Voltaje de la red alterna terrestre

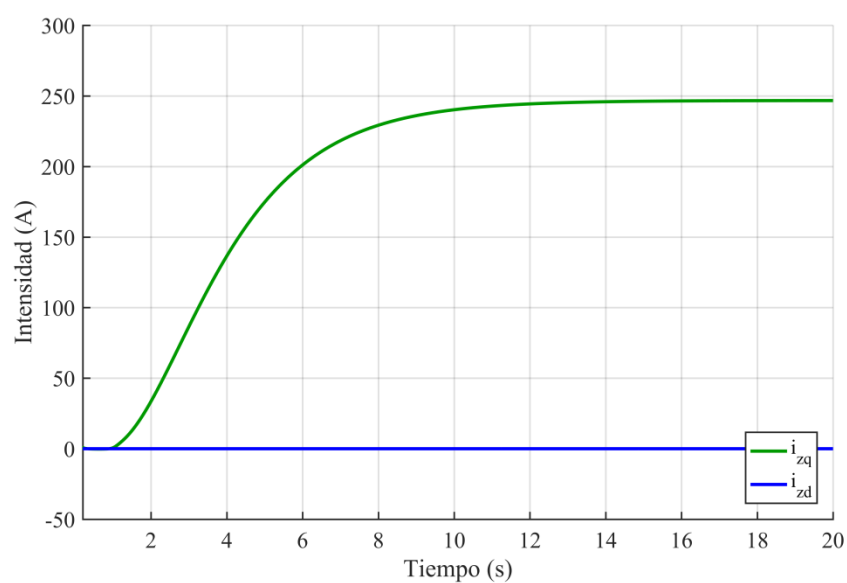


Figura 5.12. Corriente de la red alterna del primer terminal

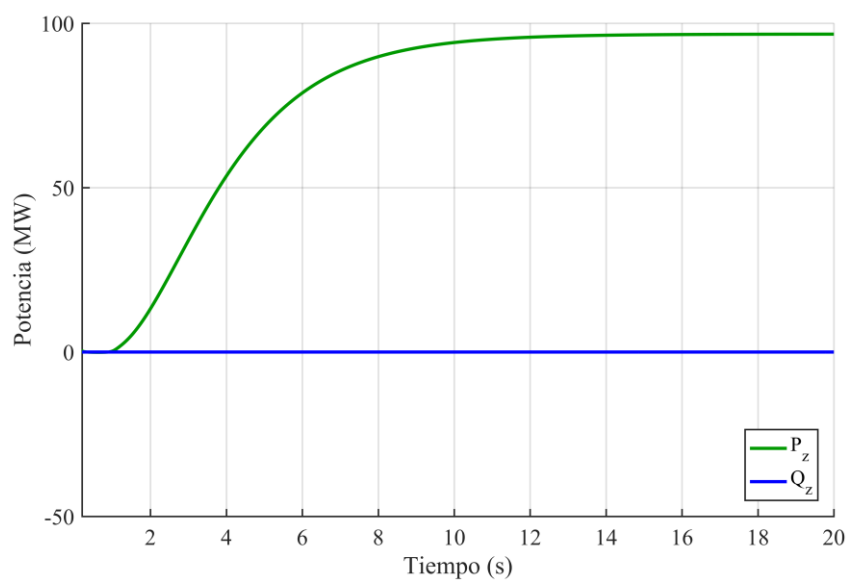


Figura 5.13. Potencia de la red alterna terrestre del primer terminal

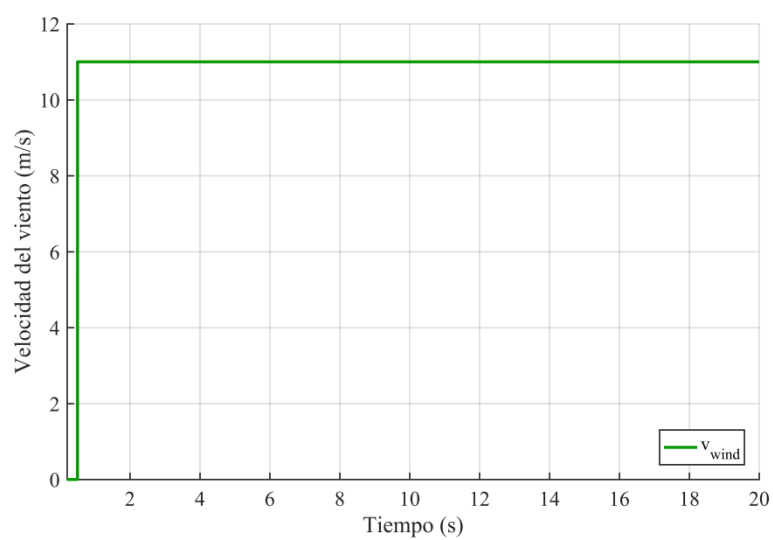


Figura 5.14. Velocidad del viento de la turbina 2

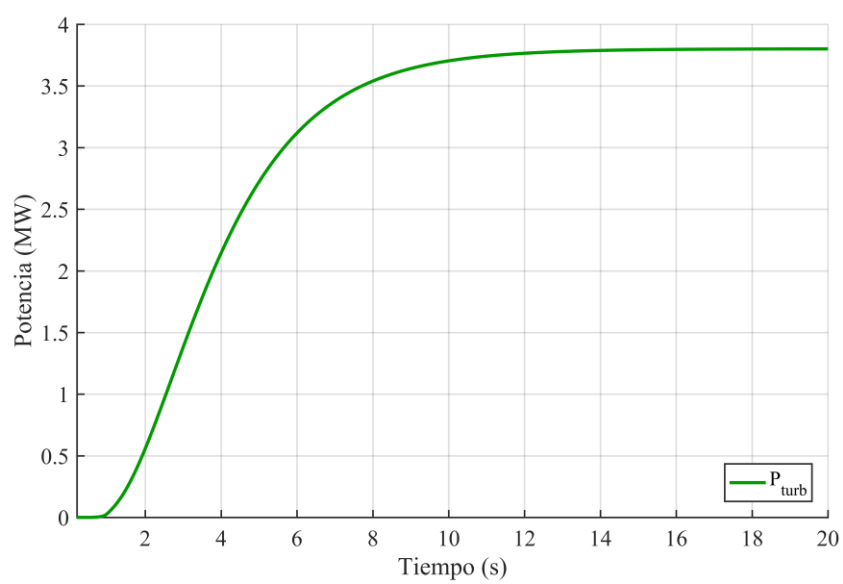


Figura 5.15. Potencia extraída por la turbina 2

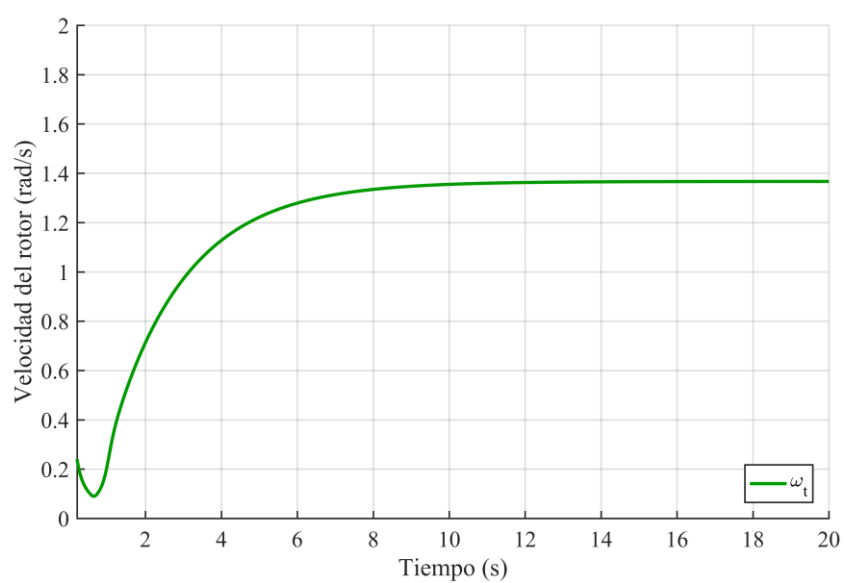


Figura 5.16. Velocidad angular del rotor de la máquina 2

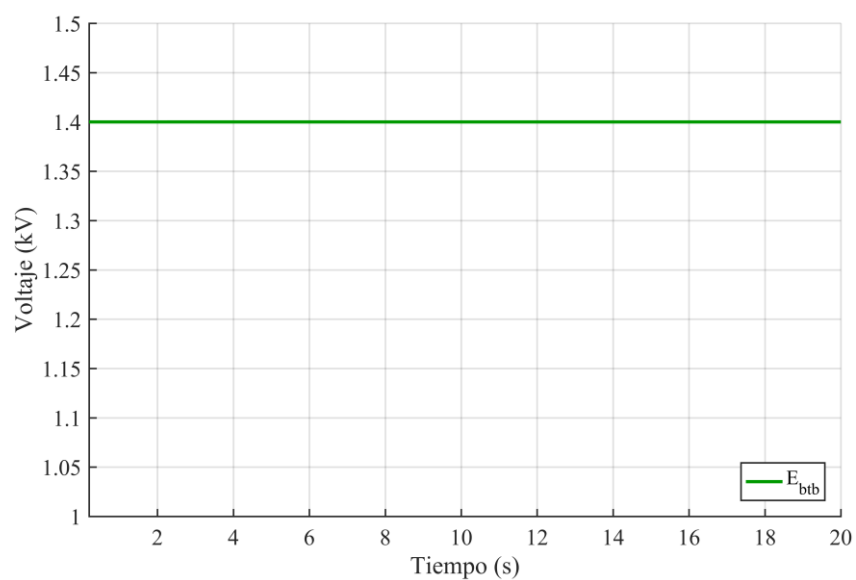


Figura 5.17. Voltaje del bus de continua del BTB del aerogenerador 2

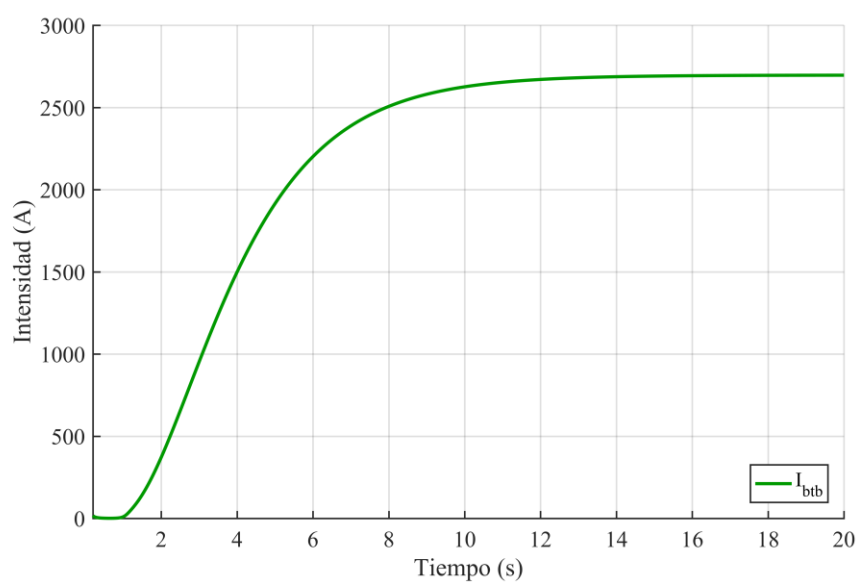


Figura 5.18. Corriente del bus de continua del BTB del aerogenerador 2

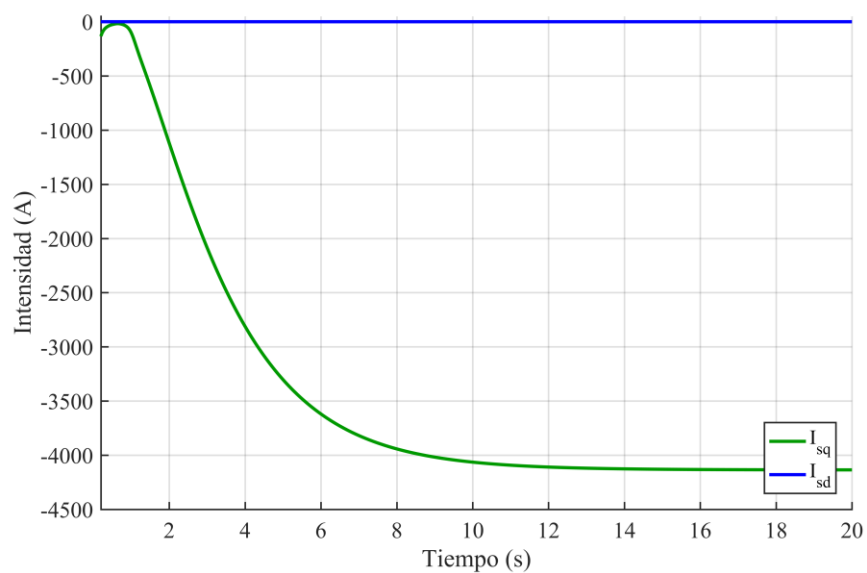


Figura 5.19. Corrientes del estator de la máquina 2

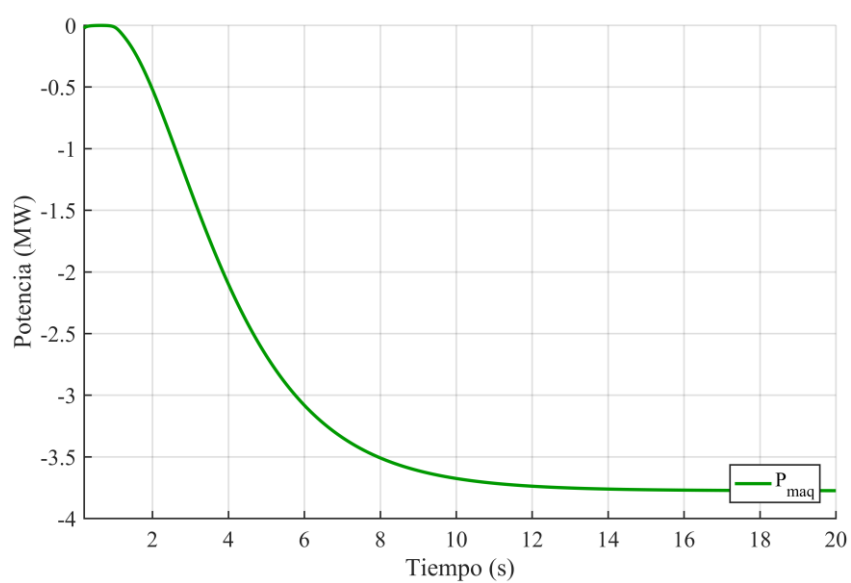


Figura 5.20. Potencia de la máquina 2

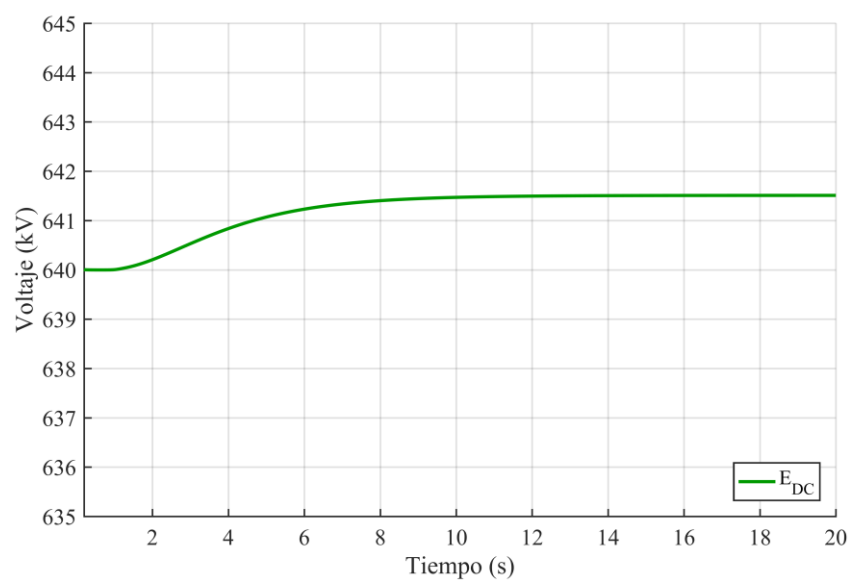


Figura 5.21. Voltaje del enlace HVDC en el terminal 2

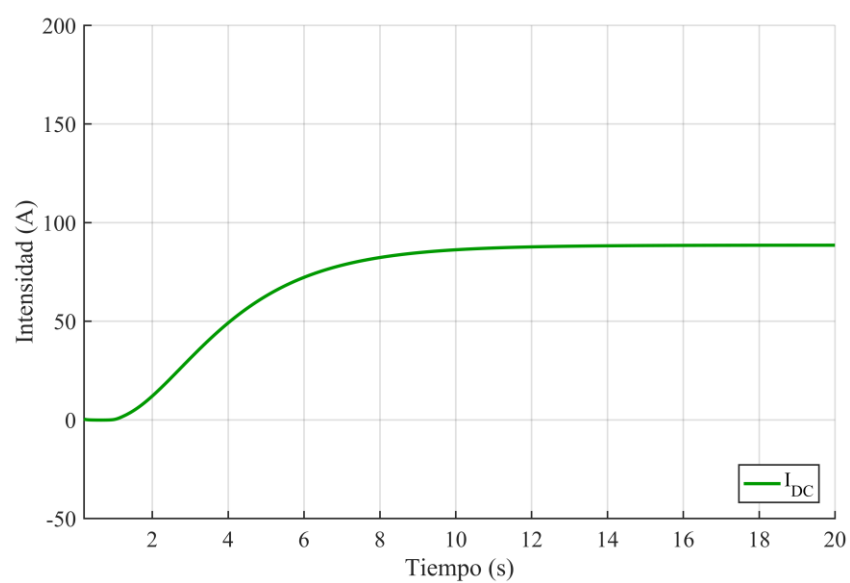


Figura 5.22. Corriente del enlace HVDC en el terminal 2

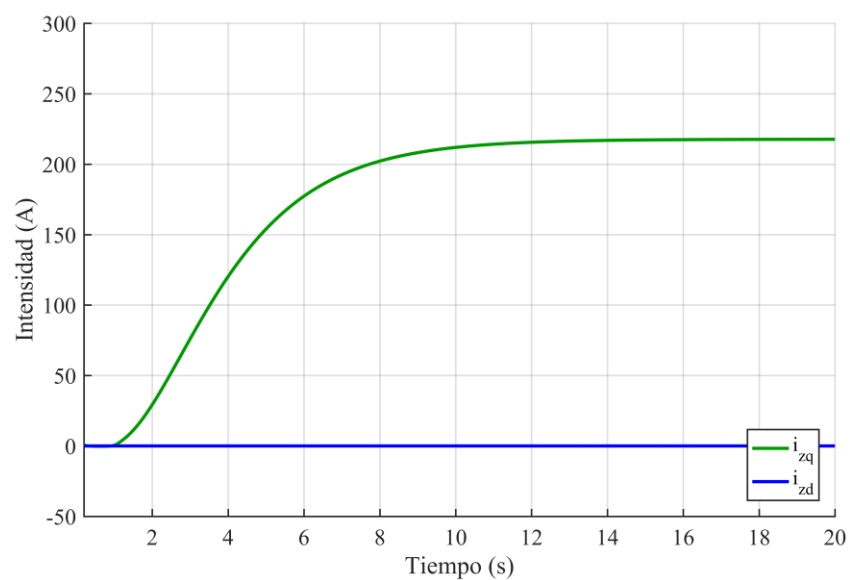


Figura 5.23. Corriente de la red alterna del segundo terminal

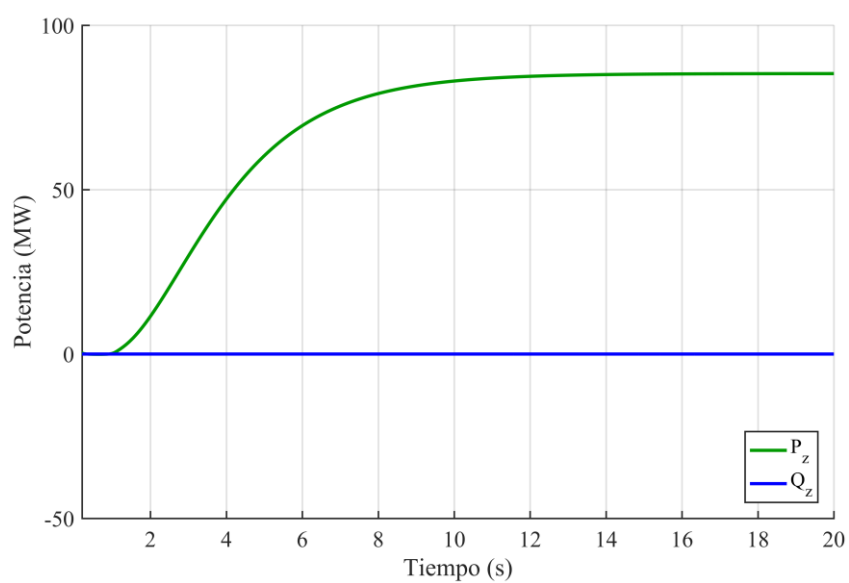


Figura 5.24. Potencia de la red alterna terrestre del segundo terminal

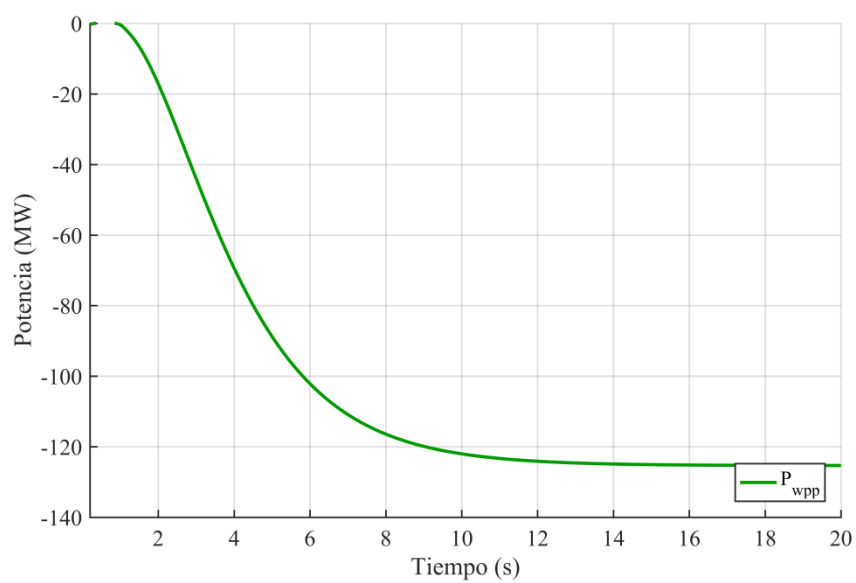


Figura 5.25. Potencia de la WPP 1

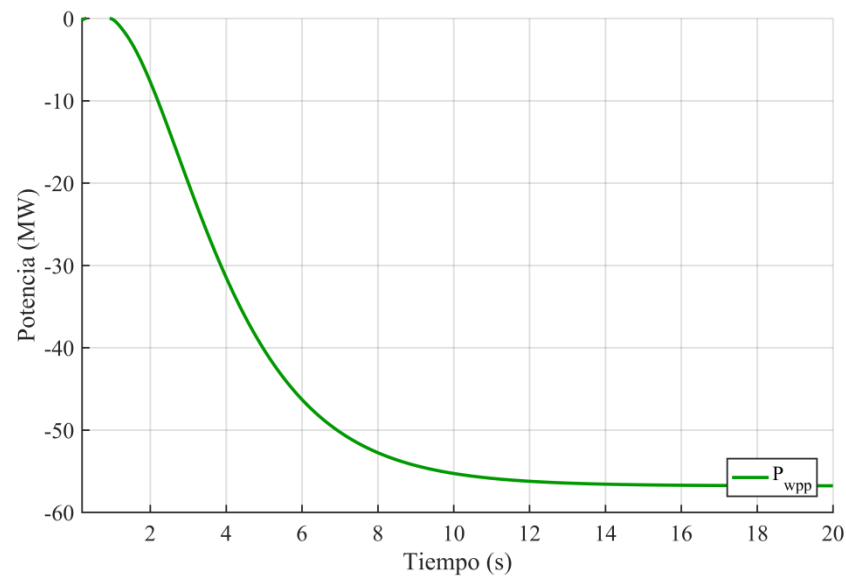


Figura 5.26. Potencia de la WPP 2

Como se puede observar en la Figura 5.3 la potencia que extrae la turbina va creciendo en el momento en que el *step* de viento entra hasta estabilizarse en los 6,2 MW. De la misma manera la velocidad del rotor también se estabiliza al llegar a 1,6 rad/s según la Figura 5.4. Estos valores vienen marcados por el *tip-speed ratio* constante método por el cual se extrae la máxima potencia posible.

En cuanto al bus de continua del BTB gracias al control aplicado la tensión se mantiene en un valor constante de 1400V tal y como se aprecia en la Figura 5.5 a pesar de que la corriente crece hasta estabilizarse al haber entrado la máquina en el modo óptimo de trabajo. La Figura 5.6 muestra cómo crece esta corriente.

Si se observa la figura Figura 5.7 se aprecia como la componente d de la corriente del estator es nula mientras que la componente q decrece ya que la máquina trabaja como generador. De esta manera se puede conseguir el par óptimo con la menor corriente posible. En la figura Figura 5.8 se muestra la potencia desarrollada por el generador.

Fijándose ahora en la Figura 5.9 el voltaje en el sistema HVDC en el primer terminal es prácticamente constante. Tiene una pequeña variación causada por el controlador proporcional *droop* pero es admisible ya que el error es mucho menor que el 5% de la referencia. La corriente mostrada en la Figura 5.10 va aumentando por la inyección de potencia.

Ya en la red alterna terrestre en la Figura 5.12 se puede apreciar como la componente d de la corriente es nula ya que la referencia de potencia reactiva es 0, por lo tanto únicamente se está inyectando potencia activa. En la Figura 5.13 se observa como únicamente se tiene potencia activa.

Toda esta explicación es extrapolable a todas las figuras recogidas del segundo terminal conectado al sistema HVDC. Sin embargo se pueden apreciar algunas diferencias en cuanto al voltaje y la intensidad en la conexión al sistema HVDC y esto hace que la inyección de potencia sea menor en este segundo terminal. Varias razones pueden ser la causa de esta diferencia como la distancia de los parques, la velocidad del viento a la cual opera cada WPP, el controlador *droop*, etc.

Obviamente las figuras relacionadas con las turbinas no coinciden ya que trabajan a diferentes velocidades e inyectan un valor diferente de potencia al sistema multiterminal HVDC tal y como se muestra en las figuras Figura 5.25 y Figura 5.26.

Finalmente en la Figura 5.27 se muestran las curvas de potencia en función de la velocidad del rotor para diferentes velocidades de viento. Se demuestra pues que el método de extracción máxima de potencia se cumple.

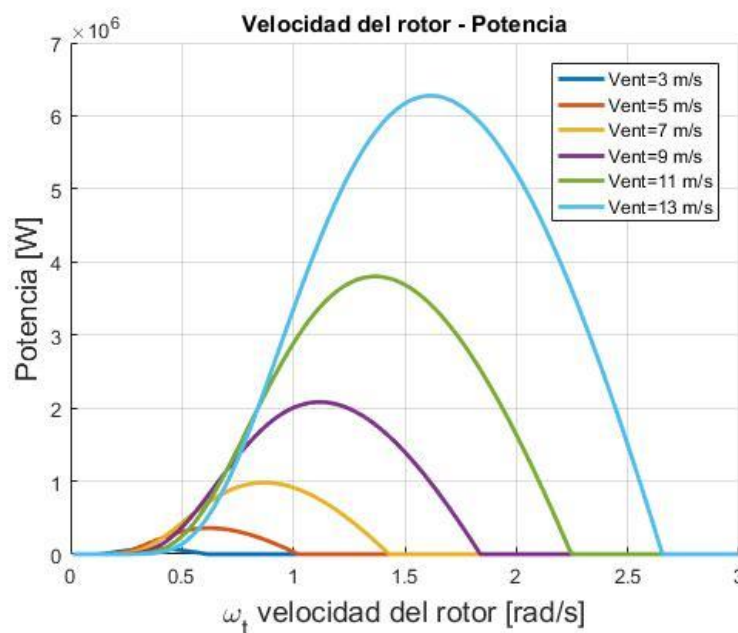


Figura 5.27. Potencia en función de la velocidad del rotor de la turbina para diferentes velocidades de viento

5.3. Resultados para un perfil de viento

En este apartado se recogen los resultados de la simulación para un perfil de viento determinado. Este perfil se muestra en la Figura 5.28 y en la Figura 5.29 se observa como la potencia de la turbina sigue este perfil aunque por la gran inercia de la máquina no es hasta que pasan varios segundos que se solapa con el perfil de viento. Destacar que por el filtro de la palas de unos 2 segundos los picos del perfil se evitan haciendo que la respuesta sea más suave. En la Figura 5.30 se ve como gracias al control de la máxima extracción de potencia la velocidad del rotor intenta adecuarse a la velocidad óptima, algo difícil a causa de la inercia y de los cambios de viento repentinos.

En referencia a las variables del enlace HVDC se observa en la Figura 5.31 que el voltaje se mantiene sobre la consigna del controlador (630 kV) con un pequeño error ya explicado en el apartado 5.2 mientras que la corriente varía según el perfil de viento tal y como se muestra en la Figura 5.32. En la Figura 5.33 se puede ver una vez más como la potencia reactiva es inexistente mientras que la potencia inyectada va en función del perfil de viento una vez más.

Comparando los 2 terminales vuelve a haber una pequeña diferencia tal y como pasaba en el apartado 5.2.

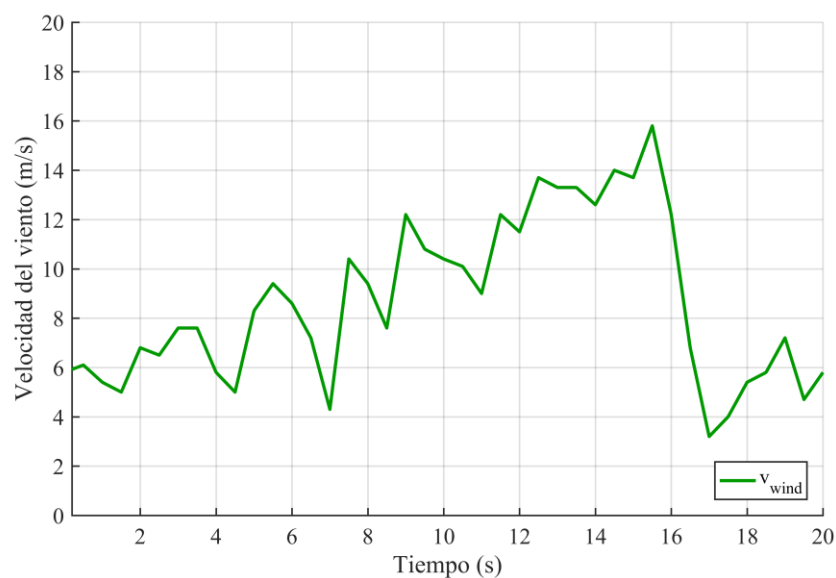


Figura 5.28. Perfil de viento

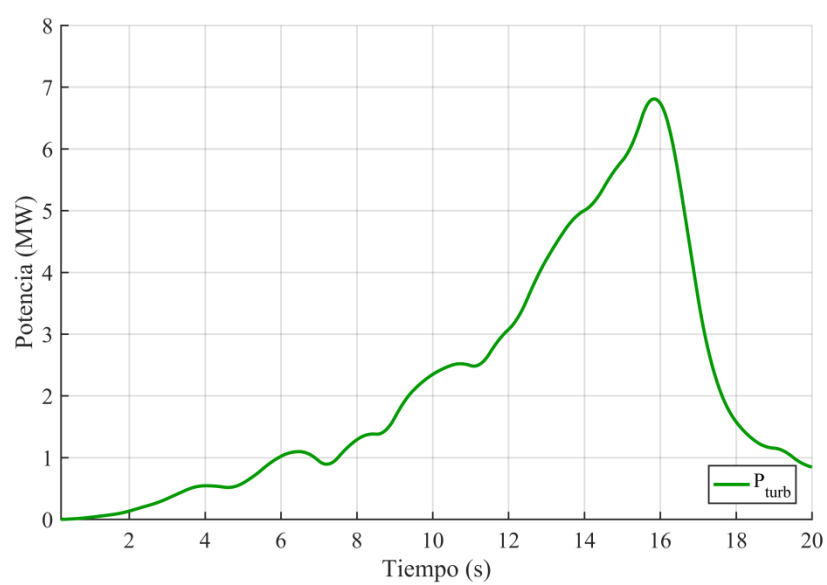


Figura 5.29. Potencia de la turbina con un perfil de viento

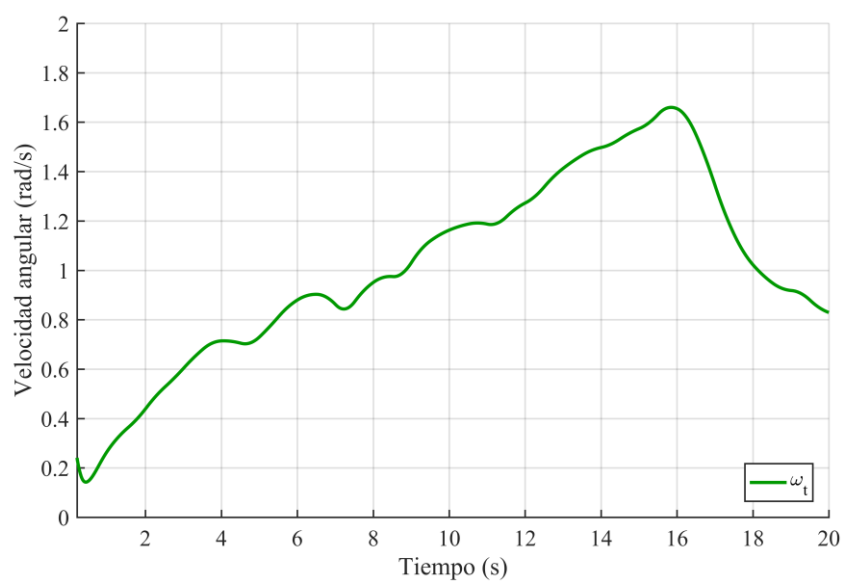


Figura 5.30. Velocidad del rotor con un perfil de viento

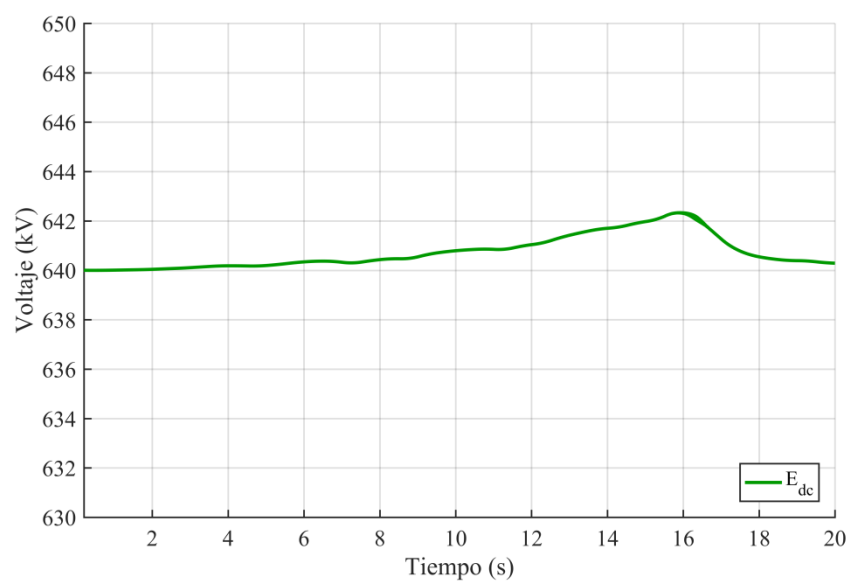


Figura 5.31. Voltaje del enlace HVDC en el terminal 1 con un perfil de viento

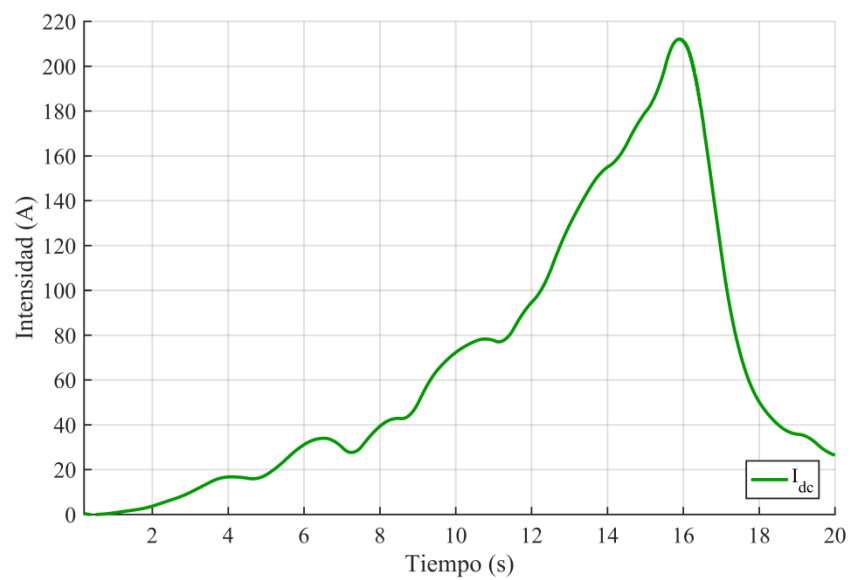


Figura 5.32. Corriente del enlace HVDC en el terminal 1 con un perfil de viento

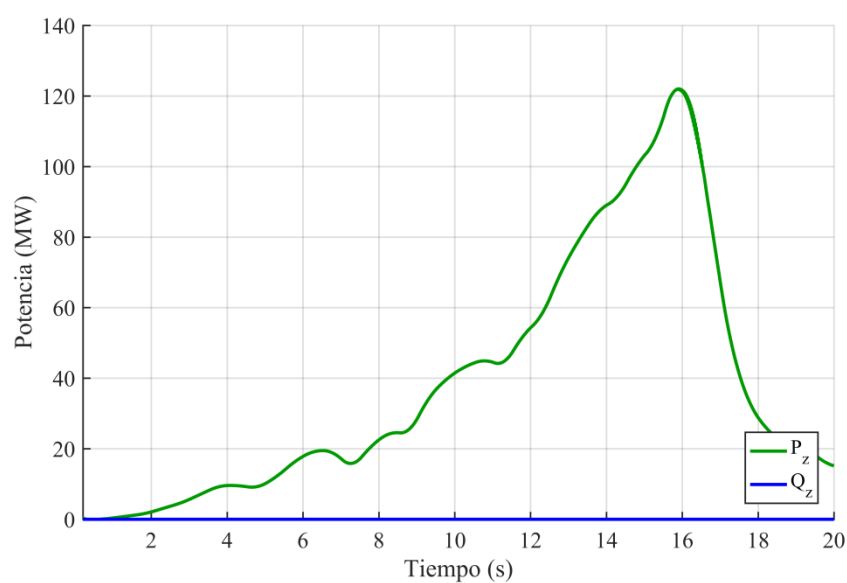


Figura 5.33. Potencia de la red alterna del primer terminal con un perfil de viento

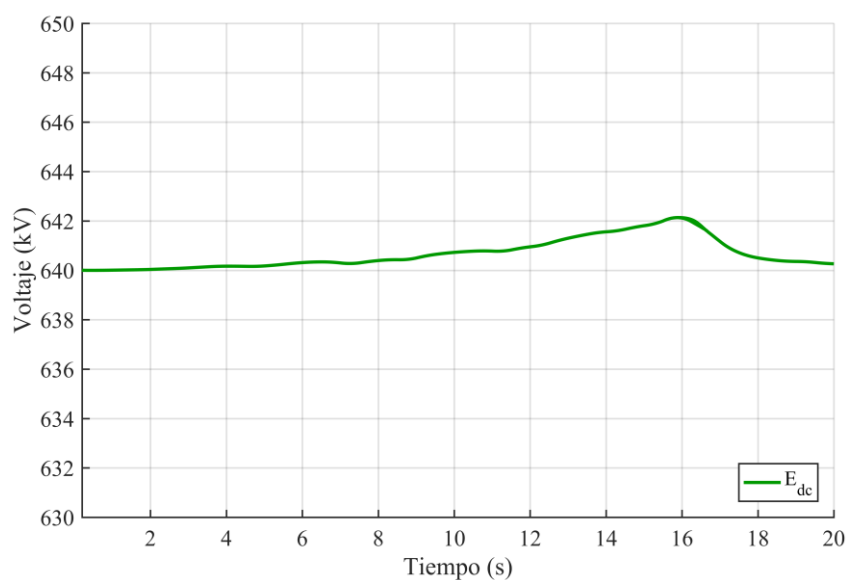


Figura 5.34. Voltaje del enlace HVDC en el terminal 2 con un perfil de viento

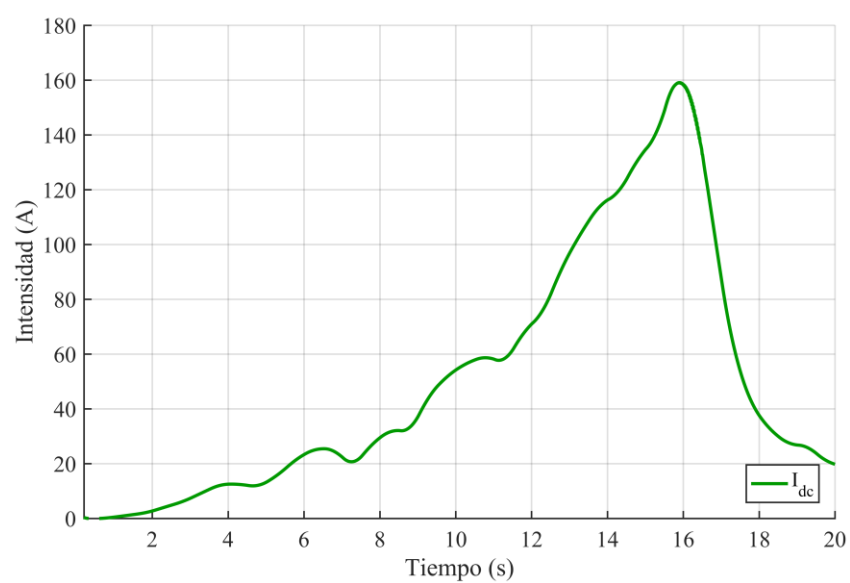


Figura 5.35. Corriente del enlace HVDC en el terminal 2 con un perfil de viento

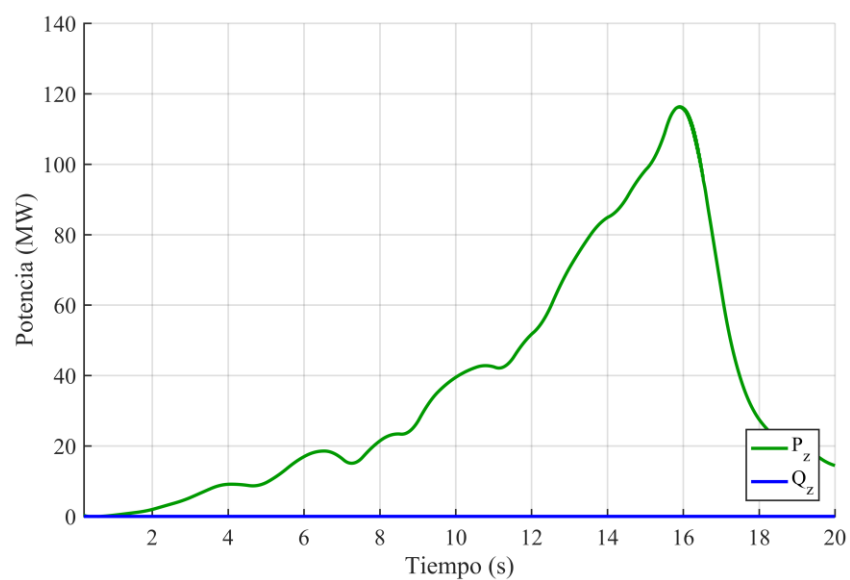


Figura 5.36. Potencia de la red alterna del segundo terminal con un perfil de viento

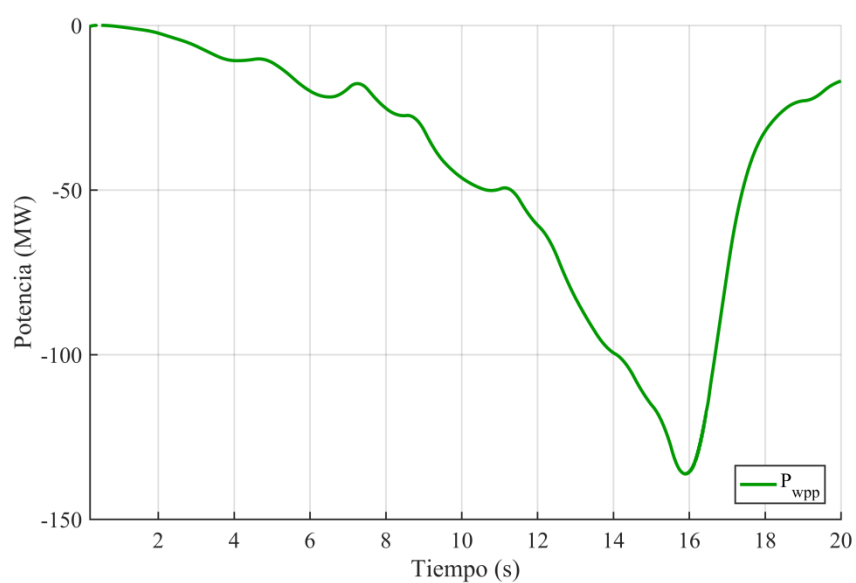


Figura 5.37. Potencia de la WPP 1 con un perfil de viento

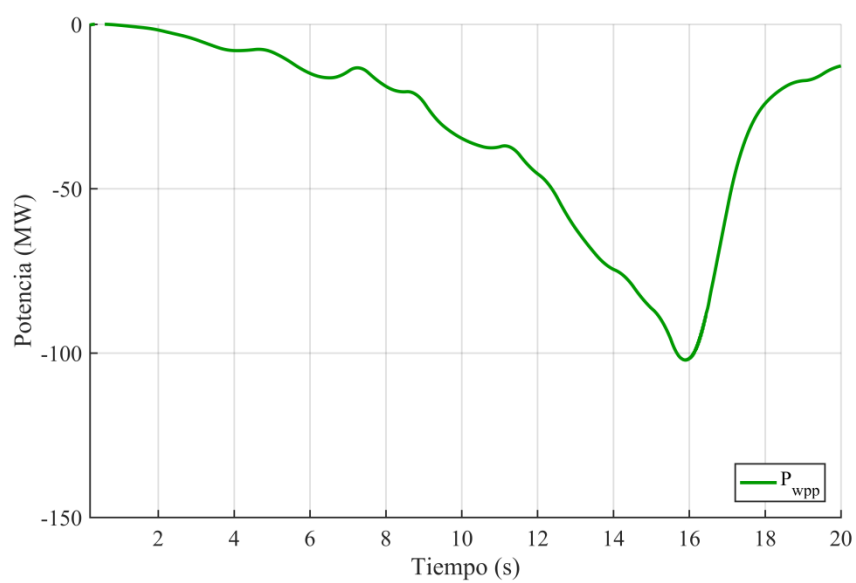


Figura 5.38. Potencia de la WPP 2 con un perfil de viento

5.4. Resultados para la desconexión de un parque

En este apartado se simula la desconexión de la segunda WPP a los 8 segundos de operación. De esta manera se puede determinar cómo funciona en conjunto el sistema HVDC con el controlador *droop* fijado a la misma constante de 0,1.

En la Figura 5.39 se muestra como el voltaje del enlace HVDC tiene una pequeña caída de tensión comparada con su valor de referencia en el momento en el que el segundo parque se desconecta. Sin embargo gracias al controlador del convertidor GSVSC el valor vuelve a mantenerse estable en su parámetro de referencia. Se puede apreciar también la diferencia de voltajes entre los 2 terminales aunque es una diferencia aceptable.

En la Figura 5.40 se muestra la caída de inyección de potencia en el primer terminal en el momento en el que el parque es desconectado de la misma manera que en la Figura 5.41 se muestra la del segundo terminal. Aun así gracias al sistema multiterminal la potencia inyectada por el primer parque se reparte entre ambos terminales aunque no equitativamente ya que el segundo terminal está a más distancia que el primer terminal. Por lo que un ajuste correcto del controlador *droop* permitiría un reparto equitativo de potencia entre terminales. El segundo terminal presenta una oscilación considerable a causa de la desconexión repentina del parque.

Finalmente en la Figura 5.42 se observa la potencia inyectada por las dos plantas.

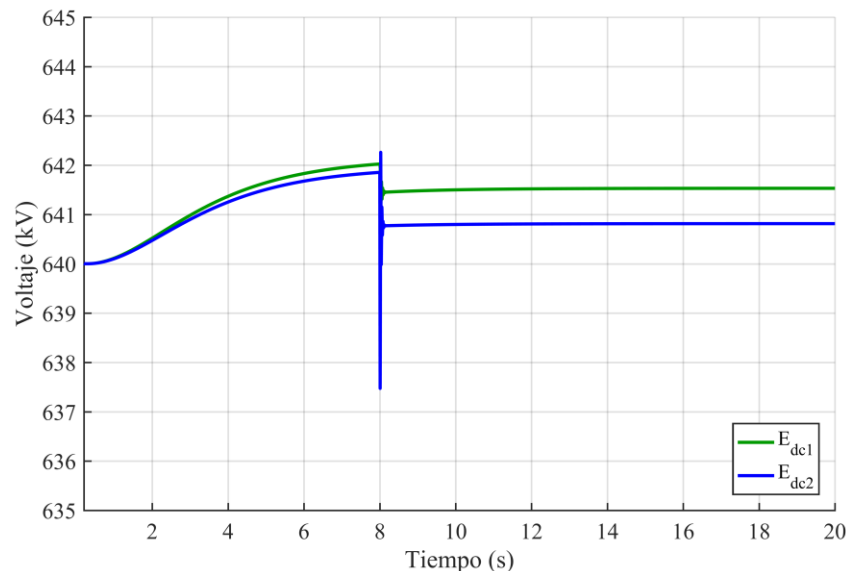


Figura 5.39. Voltaje del enlace HVDC en la desconexión de la segunda WPP

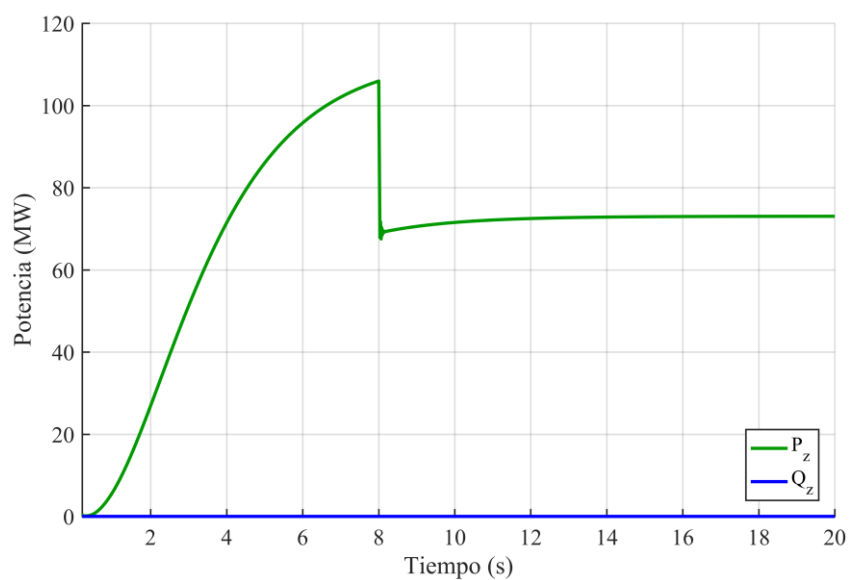


Figura 5.40. Potencia de la red alterna del primer terminal en la desconexión de la segunda WPP

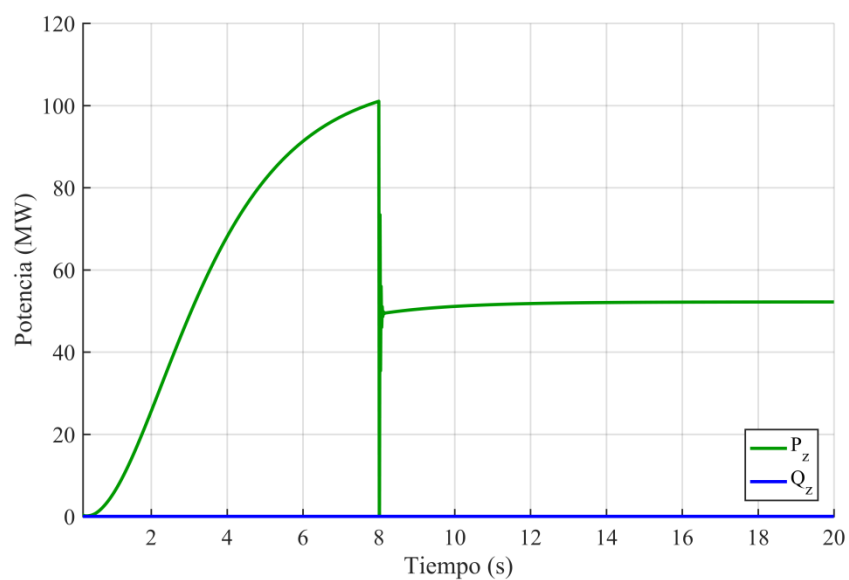


Figura 5.41. Potencia de la red alterna del primer terminal en la desconexión de la segunda WPP

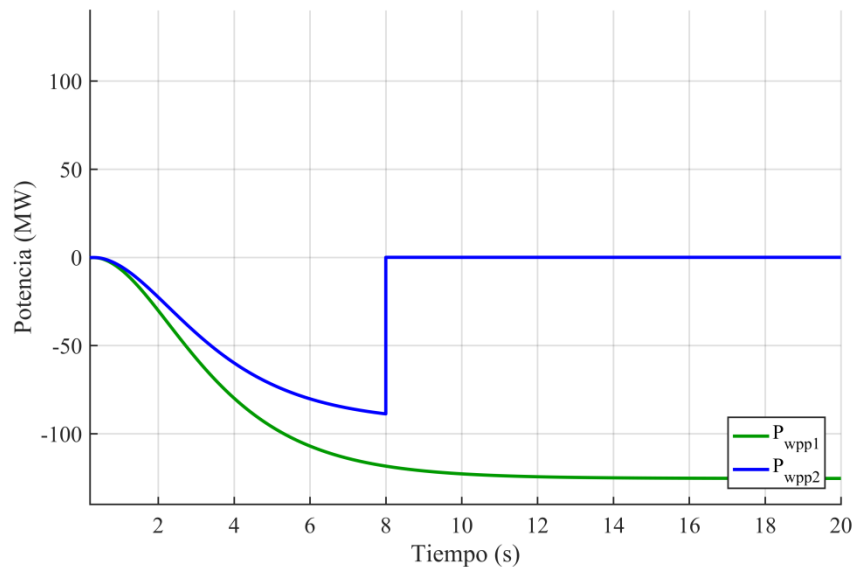


Figura 5.42. Potencia de las WPP en la desconexión de la segunda WPP

5.5. Resultados para diferentes constantes del controlador *droop*

En esta última simulación se simula el sistema con una constante del controlador *droop* del primer terminal de 0,1 y de 0,3 para el segundo terminal. Una vez más en la Figura 5.43 se muestra una variación del voltaje del enlace HVDC aceptable y pasados unos segundos se mantiene estable. Se repite de nuevo la diferencia de voltaje entre los dos terminales a causa de la distancia.

Si se observa la Figura 5.44 se ve como ahora la potencia inyectada al primer terminal es menor que la inyectada al segundo terminal tal y como se aprecia en la Figura 5.45 mientras que ambas potencias reactivas son nulas. Esta significativa diferencia es causa por el ajuste de las constantes de los controladores *droop*. Se demuestra pues que con un correcto ajuste de estos controladores proporcionales se puede modificar a voluntad la potencia a inyectar en diferentes terminales conectados al mismo sistema de transmisión HVDC.

Finalmente en la Figura 5.46 se ve la potencia que aporta cada parque eólico.

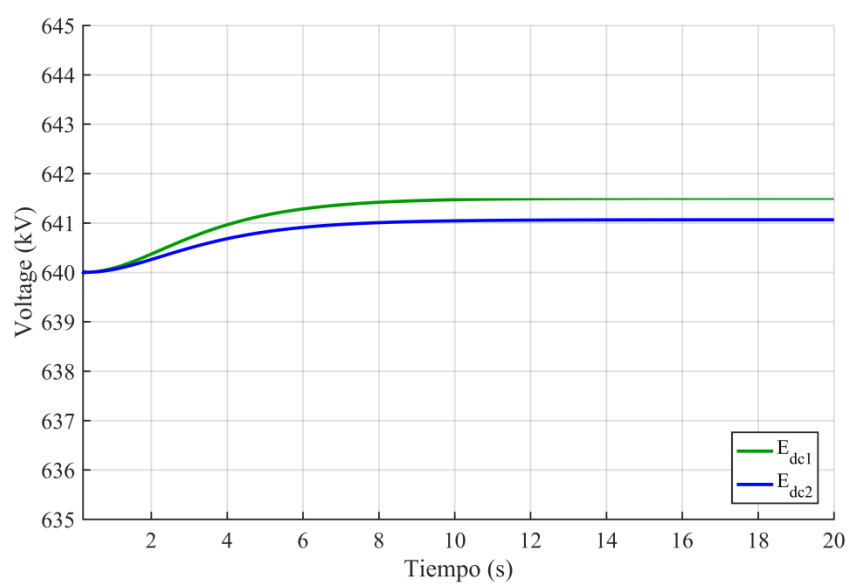


Figura 5.43. Voltaje del enlace HVDC con diferentes constantes *droop*

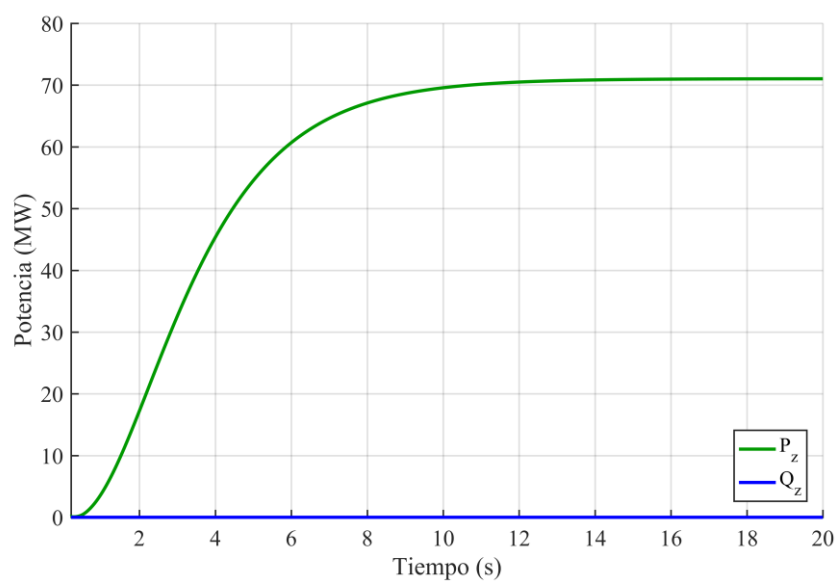


Figura 5.44. Potencia de la red alterna del primer terminal con diferentes constantes *droop*

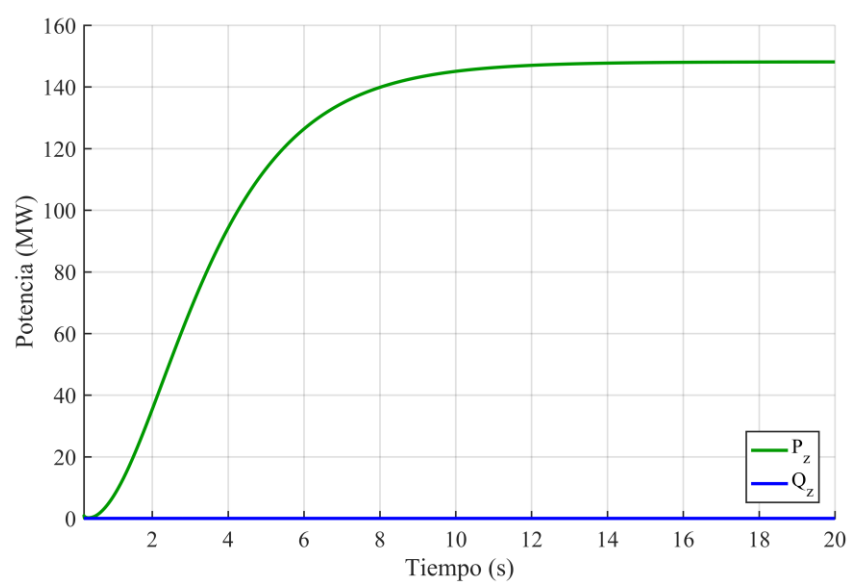


Figura 5.45. Potencia de la red alterna del segundo terminal con diferentes constantes *droop*

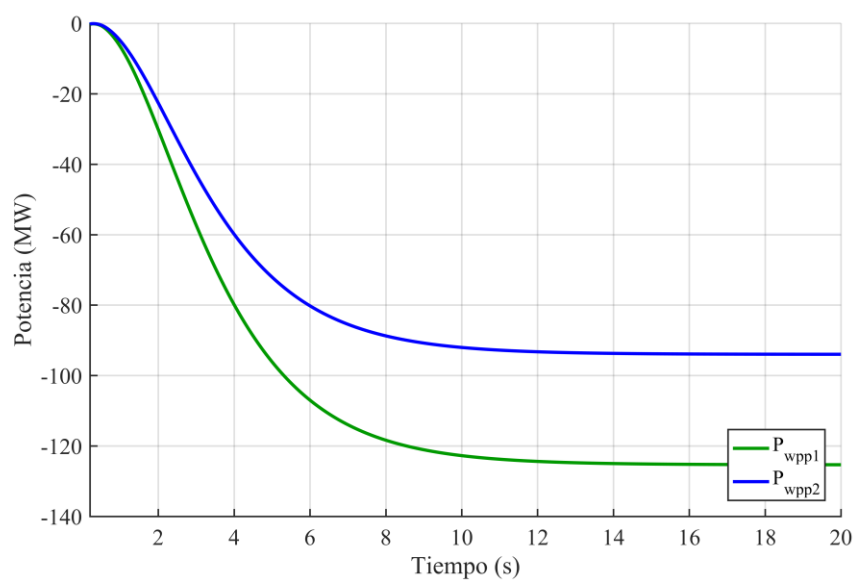


Figura 5.46. Potencia de las WPP con diferentes constantes *droop*

6. Análisis del impacto ambiental

En este capítulo se detallan los posibles impactos que pueda tener el sistema de transmisión multiterminal, sobretodo la parte *offshore*. Se debe de tener en cuenta el impacto que puede causar su instalación, su funcionamiento, las posibles averías o accidentes, etc.

6.1. Instalación

Primeramente se debe de estudiar el emplazamiento del parque eólico ya que puede afectar en varios factores. El primero de ellos es la fauna y la flora marina del lugar a instalar el parque ya que se necesitan cimentaciones para las plataformas transformadoras y los aerogeneradores. El movimiento de tierras puede provocar una pérdida de parte de la flora y el hábitat de la fauna de la zona aunque con una buena planificación al final de la vida útil del parque (unos 25-30 años) se puede intentar restaurar parte de la cobertura vegetal. Así pues lo ideal es la instalación en un emplazamiento donde el impacto sobre el ecosistema sea mínimo y sobretodo evitar el impacto sobre especies protegidas.

De igual manera hay que evitar el emplazamiento que derive a cambios en las rutas pesqueras o de rutas de navegación para minimizar el impacto económico de los países basados en estas actividades.

En lo que a su construcción se refiere hará falta maquinaria de gran tonelaje y esto se traduce a grandes emisiones de CO₂ y otros gases que afectaran a la capa de ozono. Asimismo habría que estudiar si el ruido ocasionado por esta maquinaria afecta al ecosistema de alguna manera.

Finalmente el impacto visual o acústico que puedan ocasionar el barrido de las palas o las vibraciones de los transformadores u otros componentes disminuyen en función de la distancia a la que se encuentren del litoral. Por lo tanto a más distancia de la costa menos impacto visual y acústico, aunque por contrapartida se incrementan los costes.

6.2. Funcionamiento

Una vez hecha la instalación del parque eólico su operación también tiene un impacto que hay que tener en cuenta. Primeramente en referencia al ecosistema el giro de las palas puede afectar a las rutas migratorias de las aves y el ruido provocado puede alterar también la fauna marina. Sin embargo el impacto acústico no tiene repercusión en la población.

Otra cosa a tener en cuenta es la actividad humana, es decir, la actividad pesquera y los aviones. Para evitar cualquier tipo de accidente durante el funcionamiento del parque eólico se debe de señalizar con algún tipo de baliza o señal luminosa.

Como la energía que se produce en estas instalaciones es gracias a la velocidad del viento las emisiones de CO₂ son nulas en lo que a su generación se refiere pero sí que habría que tener en cuenta las emisiones a causa de su construcción e instalación. Aun así la disminución de estas emisiones es notablemente menor a las de cualquier central térmica.

Referente a alguna avería o accidente se precisará del desplazamiento de técnicos y/u operarios para reestablecer el sistema. Esto implica el uso de algún medio de transporte que emitirá gases a la atmosfera y, dependiendo del tipo de avería, el uso de maquinaria especializada.

Finalmente a la hora de desmantelar el parque eólico se vuelve a necesitar una maquinaria concreta con emisiones de CO₂. Este proceso volverá a modificar el lecho marino y habría que estudiar el impacto real que pudiera tener en el ecosistema de la zona. Como ya se ha comentado anteriormente cabe la posibilidad de planificar una restauración de la flora y fauna que haya podido ser perjudicada.

Conclusiones

El objetivo de este proyecto era el estudio de un sistema de transmisión multiterminal para parques eólicos marinos. En primer lugar se describe la modelización de todos los elementos que componen este sistema de transmisión desde la red alterna terrestre hasta el aerogenerador, así como el control de elementos clave como los convertidores tipo VSC de la parte terrestre, de la parte marina y los VSC que componen el convertidor *back to back*. Se ha comprobado que el control sobre estos convertidores permite mantener estable la tensión del enlace HVDC y de los condensadores del parque, además de anular la potencia reactiva, para así extraer toda la potencia que llega de la parte de alterna del parque eólico. También se ha comprobado que controlando el convertidor *back to back* se es capaz de optimizar la extracción de potencia de la turbina mediante un método llamado *tip-speed ratio* constante.

En cuanto al control *droop* se ha visto que es necesario en sistemas multiterminales para establecer un reparto de potencia proveniente de uno o varios parques eólicos. El ajuste de este controlador determina cual es el reparto de potencia y aunque no mantenga fijo el valor de la tensión del enlace HVDC, mientras este error sea menor al 5% del valor de referencia es un método aceptable, robusto y fácil de implementar.

Finalmente este proyecto ha intentado analizar mediante la simulación en Simulink® de Matlab® cuál ha sido la respuesta dinámica del modelo promediado de un sistema de transmisión multiterminal para diferentes escenarios: entradas de viento tales como un *step* o un perfil de viento determinado, la desconexión de uno de los parques y la variación de la constante del controlador *droop*.

Presupuesto

En este apartado de recogen los presupuestos de los recursos necesarios para la realización de este proyecto divididos en el presupuesto de los instrumentos necesarios para la simulación del sistema y el presupuesto de los recursos humanos.

Concepto	Precio unitario	Unidades	Total
Ordenador de sobremesa genérico	600 €	1	600 €
Simulink® de Matlab®	2.000 €	1	2.000 €
Ordenador portátil	999 €	1	999 €
TOTAL			3.599 €

Tabla P.1. Presupuesto de los instrumentos de oficina y software

Concepto	Precio/hora	Horas	Total
Investigación	35 €/h	200	7.000 €
Simulación	35 €/h	280	9.800 €
Redacción	20 €/h	120	2.400 €
TOTAL			19.200 €

Tabla P.2. Presupuesto de los recursos humanos

Concepto	Total
Presupuesto de instrumentos de oficina y software	3.599 €
Presupuesto de recursos humanos	19.200 €
TOTAL	22.799 €

Tabla P.3. Presupuesto total del proyecto

Bibliografía

- [1] D. V. A. N. Hertem, O. Gomis-bellmunt, and J. U. N. Liang, "HVDC grids: for offshore and supergrid of the future," *Wiley*, p. 528, 2016.
- [2] A. Egea Àlvarez, A. Junyent Ferré, and O. Gomis Bellmunt, "Active and reactive power control of grid connected distributed generation systems," pp. 1–35, 2000.
- [3] G. Gail, A. D. Hansen, and T. Hartkopf, "Controller design and analysis of a variable speed wind turbine with doubly-fed induction generator," in *European Wind Energy Conference and Exhibition 2006, EWEC 2006*, 2006, vol. 1.
- [4] G. Michalke, A. D. Hansen, and T. Hartkopf, "Control strategy of a variable speed wind turbine with multipole permanent magnet synchronous generator," *2008 IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet. Convers. Deliv. Electr. Energy 21st Century*, vol. 3, pp. 1–9, 2008.
- [5] L. Harnefors and H. P. Nee, "Model-based current control of AC machines using the internal model control method," *Ind. Appl. IEEE Trans.*, vol. 34, no. 1, pp. 133–141, 1998.
- [6] E. Prieto-Araujo, A. Egea-Alvarez, S. Fekriasl, and O. Gomis-Bellmunt, "DC voltage droop control design for multi-terminal HVDC systems considering AC and DC grid dynamics," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. PP, no. 99, pp. 1–11, 2015.
- [7] J. Sau Bassols, "Anàlisi i control de tipologies de convertidors per a parcs eòlics marins connectats en HVDC," p. 1 recurs electrònic, 2014.
- [8] K. Schönleber, E. Prieto-Araujo, S. Ratés-Palau, and O. Gomis-Bellmunt, "Handling of unbalanced faults in HVDC-connected wind power plants," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 152, pp. 148–159, 2017.
- [9] Y. Lang, B. Wu, and N. Zargari, "A novel reactive power control scheme for CSC based PMSG wind energy system," in *Conference Record - IAS Annual Meeting (IEEE Industry Applications Society)*, 2008.
- [10] A. Junyent Ferré, "Control of power electronic converters for the operation of wind generation systems under grid disturbances," 2011.
- [11] T. Ackermann, *Wind Power in Power Systems*, vol. 140, no. February. 2005.
- [12] E. Prieto-Araujo, F. D. Bianchi, A. Junyent-Ferré, and O. Gomis-Bellmunt, "Methodology for droop control dynamic analysis of multiterminal VSC-HVDC grids for offshore wind farms," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 26, no. 4, pp. 2476–2485, 2011.
- [13] F. M. Gonzalez-Longatt, "Entendiendo la Transformacion de Park," *IEEE Trans. Power Electron.*, p. 4, 2004.



Anexo A

A1. Transformada de Park

A1.1. Transformada de Clarke

La transformada de Clarke es el paso previo a la transformada de Park. Si se tiene un sistema simétrico y equilibrado se puede transformar sus variables en componentes abc a componentes $\alpha\beta 0$ mediante la matriz de transformada de Clarke (Ec. A.1).

$$T_{Clarke} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} 1 & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \quad (\text{Ec. A.1})$$

De igual manera si se tienen las componentes $\alpha\beta 0$ con la antitransformada de Clarke se puede obtener las componentes abc de la variable en cuestión (Ec. A.2).

$$T_{Clarke}^{-1} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 1 \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} & 1 \\ -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} & 1 \end{bmatrix} \quad (\text{Ec. A.2})$$

En la referencia $\alpha\beta 0$ las componentes α y β siguen teniendo una naturaleza oscilatoria, sin embargo haciendo rotar este plano se es capaz de conseguir que las componentes pasen a ser constantes [13].

A1.2. Transformada de Park

De igual manera que con la transformada de Park las componentes abc de una variable pueden ser transformadas al marco de referencia estacionario $qd0$. Esto permite un mejor control y eliminar la naturaleza oscilatoria de las componentes. La matriz de la transformada de Park es la (Ec. A.3) y para antitransformar las componentes $qd0$ a abc de nuevo se usa la matriz de la (Ec. A.4).

$$T_{Park}(\theta) = \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ \sin(\theta) & \sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \sin(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \quad (\text{Ec. A.3})$$

$$T_{Park}^{-1}(\theta) = \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \sin(\theta) & 1 \\ \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & 1 \\ \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) & \sin(\theta + \frac{2\pi}{3}) & 1 \end{bmatrix} \quad (\text{Ec. A.4})$$

Anexo B

En este anexo se recogen todas las variables utilizadas para simular el sistema de transmisión multiterminal.

Parámetro	Valor	Unidades
U	320	[kV]
f	50	[Hz]
l_l	0,2	[mH]
r_l	0,001	[Ω]

Tabla B.1. Parámetros de la red alterna terrestre

Parámetro	Valor	Unidades
C_{DC}	150	[μF]
ξ_E	0,707	
$\tau_{intGSVSC}$	1	[ms]
V_{cond}	333	[kV]
$\tau_{intWVSC}$	1	[ms]
$\tau_{extWVSC}$	5	[ms]
C_{wf}	6,57	[μF]
l_{wf}	0,17	[mH]

r_{wf}	0,027	[Ω]
E_{DC}	640	[kV]

Tabla B.2. Parámetros de los convertidores GSVSC y WfVSC

Parámetro	Valor	Unidades
d_1	100	[km]
d_2	200	[km]
d_3	100	[km]
r_{cable}	0,01	[Ω /km]
l_{cable}	0,068	[mH/km]

Tabla B.3. Parámetros de los cables de alta tensión

Parámetro	Valor	Unidades
C_{btb}	47	[mF]
l_{btb}	0,2	[mH]
r_{btb}	0,002	[Ω]
E_{btb}	1,4	[kV]
$\tau_{intVSCbtb}$	1	[ms]
$\tau_{extWfVSC}$	5	[ms]
$\tau_{intVSCs}$	5	[ms]

Tabla B.4. Parámetros de los convertidores BTB

Parámetro	Valor	Unidades
J_{red}	90	[Mgm ²]
p	80	[pares de polos]
ρ	1,225	[kg/m ³]
R	58	[m]
c_1	0,73	
c_2	151	
c_3	0,58	
c_4	0,002	
c_5	2,14	
c_6	13,2	
c_7	18,4	
c_8	-0,02	
c_9	-0,003	
ω_{nom}	12	[rpm]
l_s	8,38	[mH]
r_s	0,001	[Ω]

Tabla B.5. Parámetros la máquina y la turbina